

5/2.91



Kw

FORSCHUNGSZENTRUM JÜLICH GmbH

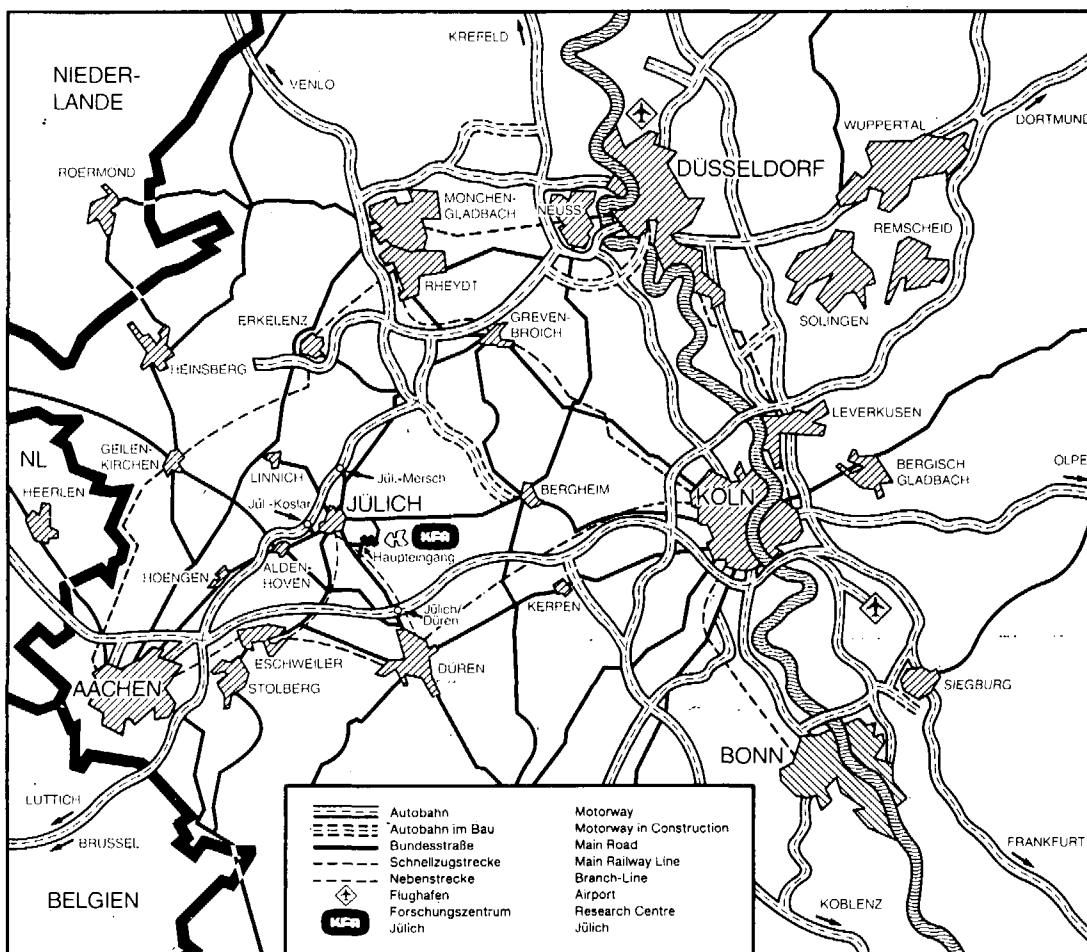
**Programmgruppe
Systemforschung und Technologische Entwicklung**

**Angewandte Systemanalyse
Nr. 60**

**Ermittlung von Potentialen zur
industriellen Prozeßdampfversorgung
mit nuklearen Anlagen**

von
Thomas Jobsky

**Jül-2411
November 1990
ISSN 0366-0885**



Als Manuskript gedruckt

Forschungszentrum Jülich: Berichte Nr. 2411

Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung Jül-2411
D 82 (Diss. T.H. Aachen)

Zu beziehen durch: ZENTRALBIBLIOTHEK · Forschungszentrum Jülich GmbH
Postfach 1913 · D-5170 Jülich (Bundesrepublik Deutschland)
Telefon: 02461/61-0 · Telex: 833 556-70 kfad · Telefax: 02461/61-6103

Sehr geehrter Prof. Michel,
mit den besten Empfehlungen anbei meine Promotion
ganz herzlich
Mr TS. Jägl

Feb '91

**Angewandte Systemanalyse
Nr. 60**

**Ermittlung von Potentialen zur
industriellen Prozeßdampfversorgung
mit nuklearen Anlagen**

von
Thomas Jobsky

Danksagung

Die vorliegende Arbeit entstand auf Anregung und unter fachlicher Begleitung von Herrn Prof. R. Schulten, dem ich hierfür ganz herzlich danke. Mein Dank gilt weiterhin Herrn Prof. H. Barnert für die Übernahme des Koreferates sowie für die engagierte Betreuung der Arbeit.

Herrn Prof. K.F. Knoche danke ich für die Übernahme des Koreferates und Herrn Prof. Hartmann für die Übernahme des Vorsitzes.

Für die kritische Diskussion des Manuskriptes bedanke ich mich besonders bei Herrn Dr. H.-J. Wagner, der wesentlich zum Gelingen der Arbeit beigetragen hat. Des weiteren gilt mein Dank Herrn Dr. K.H. Bund und Herrn Dr. U. Scharfer für die vielen fachlichen Anregungen.

Frau U. Adomeit und Herrn cand. Inform. R. Jonas gebührt schließlich der Dank für die formgerechte Erstellung der Arbeit.

Abstract

The present study serves to determine the market potential of nuclear energy for industrial process steam supply according to branches and sites in the Federal Republic of Germany (excluding the new East German Länder). On the nuclear plant side two HTR reference plants with different unit powers of 200 MWth (HTR-Modul) and 100 MWth are investigated.

An essential result in analysing the nuclear market potential is the finding that the number of potential users and sites will triple if smaller unit sizes were introduced. This corresponds to an increase in nuclear plant potential from 28 units of 200 MWth each to 91 units of 100 MWth on the assumptions made in this study.

A comparison of economic efficiency between fossil-fired power production plants and the HTR-Modul shows the competitiveness of nuclear process steam and electricity production in the base load range.

A single-site evaluation for the centres of energy demand competes conceptually with a combined heat supply by nuclear long-distance energy. This integrated supply concept makes it possible to supply considerably more industrial companies with process steam while reducing the number of sites, since the heat requirements of smaller sites can also be covered by the integrated system.

Zusammenfassung

In der vorliegenden Arbeit wird das Potential der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampfversorgung nach Branchen und Standorten in der Bundesrepublik Deutschland (alte Bundesländer) ermittelt. Auf der nuklearen Anlagenseite werden zwei HTR-Referenzanlagen mit einer unterschiedlichen Leistung von 200 MWth (HTR-Modul) und 100 MWth betrachtet.

Als wesentliches Ergebnis der Potentialermittlung ist festzustellen, daß sich mit Übergang auf die kleinere Anlagenleistung die Zahl der potentiellen Nutzer bzw. Standorte verdreifacht. Unter den hier getroffenen Annahmen entspricht dies einer Erhöhung des Nuklearen Anlagenpotentials von 28 Anlagen zu je 200 MWth auf 91 Anlagen zu je 100 MWth.

Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich zwischen fossil gefeuerten Energieerzeugungsanlagen und dem HTR-Modul zeigt die Konkurrenzfähigkeit der nuklearen Prozeßdampf- und Stromerzeugung im Grundlastbereich.

Die Einzelstandortbetrachtung konkurriert in den ermittelten Energiebedarfsschwerpunkten konzeptionell mit einer kombinierten Wärmebedarfsdeckung durch Nukleare Fernenergie. Dieses integrierte Versorgungskonzept ermöglicht es, bei einem reduzierten Standortbedarf deutlich mehr Industrieunternehmen mit Prozeßdampf zu versorgen, da auch der Wärmebedarf kleiner Standorte durch das Verbundnetz abgedeckt werden kann.

**Ermittlung von Potentialen
zur industriellen Prozeßdampfversorgung
mit nuklearen Anlagen**

1.	Einleitung.....	1
1.1	Problemstellung und Zielsetzung	1
1.2	Aufbau der Arbeit	2
2.	Stand und Tendenzen der Kernenergienutzung.....	4
2.1	Stand der Kernenergienutzung	4
2.2	Zukünftige Reaktorkonzepte	5
2.3	Nutzung der Kernenergie zur Wärmebereitstellung	6
2.4	Referenzanlagen für die industrielle Prozeßdampf- und Stromversorgung.....	8
3.	Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung	12
3.1	Einordnung des industriellen Energieverbrauchs.....	12
3.2	Methodisches Vorgehen zur Potentialermittlung	15
3.3	Branchen- und standortspezifische Analyse.....	28
3.3.1	Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung.....	28
3.3.2	Chemische Industrie	37
3.3.3	Eisenschaffende Industrie.....	47
3.3.4	NE-Metallerzeugung, -halbzeugwerke, -gießereien	55
3.3.5	Gummiverarbeitung.....	62
3.3.6	Straßenfahrzeugbau	66
3.3.7	Zuckerindustrie	72
3.3.8	Brauereien.....	77
3.3.9	Übriger Bergbau.....	80
3.3.10	Mineralölverarbeitung, Petrochemie	84
3.3.11	Andere industrielle Bereiche	92

3.4	Diskussion der Ergebnisse	94
3.4.1	Zusammenfassung.....	94
3.4.2	Regionale Schwerpunkte	99
3.4.3	Ermittlung der gekoppelten Stromerzeugung	99
3.5	Wirtschaftlichkeitsanalyse zur industriellen Prozeßdampf- und Stromerzeugung	101
4.	Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz nuklearer Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung.....	109
5.	Korrekturen der Potentialermittlung.....	113
5.1	Ausweitung der Betrachtung auf kleinere Standorte	113
5.2	Kombinierte Wärmebedarfsdeckung von Verbrauchsschwerpunkten mit Nuklearer Fernenergie	113
5.2.1	Systembeschreibung.....	114
5.2.2	Methodisches Vorgehen.....	116
5.2.3	Darstellung der Ergebnisse	117
6.	Zusammenfassung der Ergebnisse	119
	Anhang.....	122
	Literaturverzeichnis.....	128
	Abkürzungsverzeichnis.....	139

1. Einleitung

Die Fragestellungen zur Energiewirtschaft haben sich im Verlauf der letzten beiden Jahrzehnte mehrfach gewandelt. Ausgehend von einer 'Mengendiskussion' Anfang der '70er Jahre und einer sich daran anschließenden 'Qualitäts- und Kostendiskussion' richtet sich das fachliche und öffentliche Interesse zur Zeit verstärkt auf die mit der Energieversorgung verbundenen Umweltbelastungen. Während der gegenwärtig entspannten Situation auf den Weltenergiemärkten stehen nach den Waldschäden die Klimaauswirkungen der Spurengase im Vordergrund der Betrachtung.

Langfristig bilden die Ressourcenverknappung, die Kostenentwicklung sowie die ökologischen Folgen der Energienutzung im Bereich der Energiewirtschaft ein komplexes und dynamisches Umfeld. In diesem Umfeld müssen Investitionsentscheidungen mit einem zeitlichen Horizont von mehreren Jahrzehnten getroffen werden, die mit erheblichen Unsicherheiten verbunden sind.

Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten können sich auf Investitions-Portfolios abstützen, die eine Diversifizierung der Investitionsobjekte empfehlen. Um den derzeit noch steigenden weltweiten Primärenergieverbrauch zu decken, erscheint es deshalb nicht sinnvoll, auf die Nutzung und Weiterentwicklung von Optionen der Energieversorgung zu verzichten. Insbesondere mit der Kernenergie und der Photovoltaik bieten sich Möglichkeiten, den Übergang auf eine umweltfreundliche Energiewirtschaft zu erleichtern.

1.1 Problemstellung und Zielsetzung

Die vorliegende Arbeit hat die Kernenergienutzung in Spaltungsreaktoren zum Thema. Diese Form der Kernenergie wird derzeit fast ausschließlich zur Elektrizitätsversorgung eingesetzt, obgleich der Schwerpunkt des weltweiten Energieverbrauchs bei der Bereitstellung von Prozeßwärme und Heizwärme liegt. Dieser Bedarf wird überwiegend durch die Verwendung fossiler Energieträger gedeckt. Es ergibt sich die Fragestellung, in welchen Bereichen und in welcher Größenordnung die Kernenergie hier Beiträge zur Diversifizierung der Energieversorgungsstruktur und Reduzierung der Umweltbelastung leisten kann. Dies soll am Beispiel der Bundesrepublik Deutschland für den Zeitraum um die Jahrhundertwende untersucht werden.

Ein möglicher Weg der Markteinführung von nuklearen Anlagen zur Prozeß- und Heizwärmeversorgung könnte zunächst über die Bereitstellung von Prozeßdampf für die Industrie oder über die Fernwärmeversorgung verlaufen. Im Gegensatz zur leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung wird der industrielle Prozeßdampfbedarf nicht über zusammenhängende, größere Verbundnetze gedeckt. In den einzelnen Wirtschaftsgruppen der Industrie können deshalb nur branchen- und standortspezifische Betrachtungen zu belastbaren Aussagen führen, so daß hier der Schwerpunkt der nachfolgenden Untersuchung liegt.

Die Ermittlung des derzeitigen und zukünftig erwarteten Prozeßdampfbedarfs soll zunächst die Fragestellung klären, in welcher Größenordnung der industrielle Prozeßdampfbedarf der einzelnen Branchen und Standorte liegt und wie sich nukleare Anlagen unterschiedlicher Leistungsgröße in das industrielle

Energiebedarfsprofil integrieren lassen. Ausgehend von dieser Potentialermittlung läßt sich diskutieren, in welchem Zusammenhang die Anzahl der in der Industrie einzusetzenden nuklearen Anlagen mit der gewählten Anlagenleistung steht. Diese Abhängigkeit hat insbesondere hinsichtlich der Aspekte einer Serienfertigung sowie der notwendigen Reservevorhaltung wesentlichen Einfluß auf die technische Auslegung und Wirtschaftlichkeit besonders von kleineren nuklearen Einheiten. Als weitere Zielsetzung der Potentialermittlung sollen branchenspezifische, regionale und zeitliche Schwerpunkte für die Markteinführung von nuklearen Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung aufgezeigt werden. Die sich anschließenden Ausführungen zur Wirtschaftlichkeitsanalyse geben für verschiedene konkurrierende Energieerzeugungsanlagen einen Orientierungsrahmen für die Produkterzeugungskosten, um mögliche signifikante Abweichungen zu erkennen.

Aufbauend auf diesen Untersuchungen in der Industrie wird der mögliche Beitrag der Kernenergie zur Minderung der klimarelevanten CO₂-Emissionen ermittelt, um die erzielbaren Größenordnungen gegenüber anderen Reduktionsmöglichkeiten einordnen zu können. Die Einzelstandortbetrachtung konkurriert in Bezug auf Energieverbrauchsschwerpunkte konzeptionell mit einer kombinierten Wärmebedarfsdeckung durch Nukleare Fernenergie. Dementsprechend wird abschließend analysiert, wie eine kombinierte Prozeßdampf- und Fernwärmeversorgung die zuvor ermittelten Ergebnisse korrigieren kann.

Bei der Ergebnisdarstellung stehen jeweils nicht die einzelnen Potentialangaben im Vordergrund der Arbeit, sondern die ermittelten Restriktionen und Randbedingungen sowie die getroffenen Modellannahmen, die diesen Angaben zugrunde liegen.

1.2 Aufbau der Arbeit

Nach einem Überblick auf den Stand und die Tendenzen der Kernenergienutzung werden zwei Referenzanlagen definiert, deren unterschiedliche Leistungsgröße Ausgangspunkt für die weitere Analyse ist. Es wird hierbei die Hochtemperaturreaktorlinie zugrunde gelegt.

In den Statistiken zur Industrie /1, 2, 3, 4/ finden sich nur kumulierte, jeweils den gesamten Wirtschaftszweig betreffende Angaben. Des weiteren gibt es keine Statistik über den branchenspezifischen Prozeßdampfverbrauch, obgleich die breitgefächerten Anwendungsmöglichkeiten für Dampf in nahezu allen Bereichen anzutreffen sind. Zur Ermittlung belastbarer Potentialaussagen zu den Einsatzmöglichkeiten von nuklearen Anlagen wird somit von standortbezogenen Dampfkesseln sowie Dampf- und Gasturbinenanlagen ausgegangen. Insbesondere die dem nuklearen Einsatz zugänglichen Standorte sind aufgrund der Anforderung an einen Mindestenergiebedarf hinreichend genau erfaßt, so daß für die Potentialermittlung eine repräsentative Datengrundlage unterstellt werden kann.

Mit EDV-Unterstützung werden nach der Analyse der Dampfkessel- und Feuerungsstruktur die branchenspezifischen Einzelinformationen nach Wirtschaftsgruppen und Standorten zusammengefaßt. Man erhält somit die im Referenzjahr 1987 je Standort installierte Dampfkesselbruttolleistung. Diese Leistung weicht deutlich von dem Dampfbedarf für Produktionszwecke (Prozeßdampfbedarf) der einzelnen Unternehmen ab. Es ist notwendig, den Dampfeinsatz zur regenerativen Speisewasser

vorwärmung, zur Kondensationsstromerzeugung sowie die Reservevorhaltung über zusätzliche Überlegungen zu berechnen, um den eigentlichen Prozeßdampfbedarf der Industriestandorte zu bestimmen. Daran anschließend ist es erforderlich, die zukünftige Entwicklung des für das Jahr 1987 ermittelten Prozeßdampfbedarfs bis zum Jahre 2000 getrennt für die einzelnen Branchen abzuschätzen. Da der zu prognostizierende Prozeßdampfbedarf keiner statistischen Erfassung unterliegt, kann die Vorgehensweise in den einzelnen Wirtschaftsgruppen und -zweigen methodisch nicht einheitlich sein. Hierzu werden neben branchenspezifischen Einzelinformationen auch Größen, die mit der Dampferzeugung zu korrelieren sind, wie z.B. der Einsatz fossiler Brennstoffe oder die mengenmäßige Produktion, genutzt. Die Betrachtung von Produkten und Produktionsmengen wird gegenüber monetären Bewertungsgrößen, wie z.B. der Bruttowertschöpfung, bevorzugt gewählt, weil der wertmäßige Produktionsanstieg in vielen Fällen nicht starr an den Anstieg der mengenmäßigen Produktion gekoppelt ist.

Zur Einordnung der Ergebnisse wird eine Klassifizierung nach verschiedenen Potentialbegriffen gewählt. Die Abschätzung der weiteren Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs führt auf das sogenannte **Technische Potential** um die Jahrhundertwende, das für die einzelnen Standorte den maximalen Dampfbedarf für Produktionszwecke darstellt. Der hiervon nuklear zu deckende Anteil wird durch das **Nukleare Potential** beschrieben, das nach Überlegungen zur Portfolio-Theorie definiert wird. Über die Altersstruktur der derzeit installierten Dampfkessel und unter Berücksichtigung weiterer Modellannahmen hinsichtlich der substituierbaren Energieträger wird ein **Markteinführungspotential** für die nukleare Prozeßdampfversorgung im Zeitraum 1996 - 2005 ermittelt.

Die Übertragung der für die einzelnen Industriestandorte ermittelten Ergebnisse auf die unterschiedliche Dampfabgabe der beiden HTR-Referenzanlagen führt schließlich auf die Anzahl der jeweils einzusetzenden nuklearen Einheiten (**Nukleares Anlagenpotential**). Sensitivitätsanalysen zu den Potentialangaben, die Abschätzung der mit der nuklearen Prozeßdampfbereitstellung gekoppelten Stromerzeugung sowie eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zur industriellen Kraft-Wärme-Kopplung runden diesen Teil der Arbeit ab.

Die sich anschließenden Untersuchungen zur Minderung der industriellen CO₂-Emissionen sowie zur kombinierten Prozeßdampf- und Fernwärmeversorgung mit Nuklearer Fernenergie in Ballungsräumen bauen auf den zuvor gewonnenen Ergebnissen auf.

2. Stand und Tendenzen der Kernenergienutzung

2.1 Stand der Kernenergienutzung

Der weltweite Primärenergieverbrauch hat sich von Mitte der '60er Jahre bis zum Jahre 1988 kontinuierlich verdoppelt /14/. Der Energiebedarf liegt zur Zeit bei rd. 11,4 Mrd t SKE, in diesem Wert ist der Verbrauch von nichtkommerziellen Energieträgern in einer Größenordnung von etwa 1,3 Mrd t SKE nicht enthalten. Die entsprechenden Anteile der kommerziell gehandelten Energieträger sind in Bild 2.1 eingezeichnet und weisen Erdöl mit rd. 38 % vor Kohle und Gas als den dominierenden Energieträger aus. Die Kernenergie ist am weltweiten Primärenergieverbrauch mit 5,4 % beteiligt.

Ergänzend zu dem bisherigen Verlauf ist die nach /15/ erwartete zukünftige Entwicklung ebenfalls dargestellt. In Abhängigkeit vom gewählten Szenario erhöht sich der prognostizierte Bedarf an kommerziellen Energieträgern bis zum Jahre 2020 um 25 bzw. 50 % gegenüber dem derzeitigen Stand.

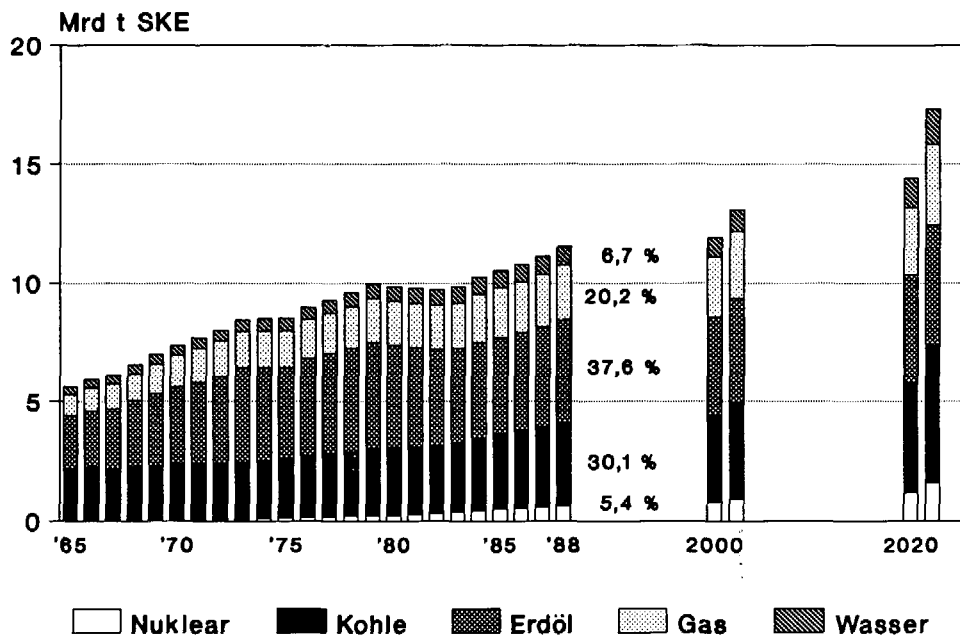


Bild 2.1: Entwicklung und Prognose des weltweiten Primärenergieverbrauchs von 1965 - 2020 /14, 15/

Im Gegensatz zu den fossilen Energieträgern wird die Kernenergie ebenso wie die Wasserkraft praktisch ausschließlich zur Elektrizitätserzeugung verwendet. Im Jahre 1986 betrug die installierte weltweite Kraftwerksleistung rd. 2460 GWe /16/, der Anteil der Kernenergie lag zu diesem Zeitpunkt bei rd. 11 %. Bis zum Ende des Jahres 1987 stieg die betriebene nukleare Kraftwerksleistung auf 318 GWe an /17/. Die Aufteilung dieser Leistung auf die einzelnen Reaktorlinien dokumentiert die überragende Bedeutung der Leichtwasserreaktoren und insbesondere die des Druckwasserreaktors. Über 60 % der betriebenen weltweiten Reaktorleistung ist mit Druckwassersystemen ausgerüstet. Bei der sich Ende des Jahres 1987 in Bau befindlichen Reaktorleistung von 124 GWe (129 Anlagen) liegt der Anteil dieser Reaktorlinie bei rd. 75 %.

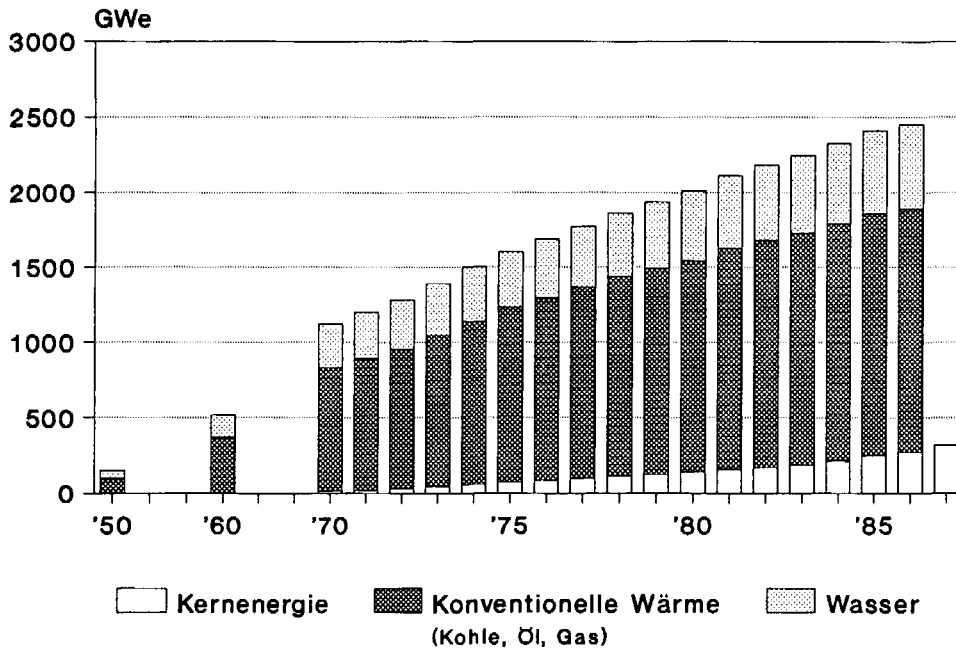


Bild 2.2: Entwicklung der weltweiten Kraftwerksleistung von 1950 - 1986 /16, 17/

2.2 Zukünftige Reaktorkonzepte

Die bisherige Entwicklung der Kernenergie ist insbesondere bei den Industrieländern durch den schnellen Übergang auf große Leistungseinheiten gekennzeichnet. In Bild 2.3 ist dieser Trend für die Bundesrepublik Deutschland, Frankreich und USA aufgezeigt. Es ist jeweils die nächst größere elektrische Nettoleistung bezogen auf den Beginn des kommerziellen Betriebs dargestellt. In der Bundesrepublik liegen die Konvoianlagen (Ohu-2, Emsland, Neckarwestheim-2) zur Zeit bei einer Nettoleistung zwischen 1230 und 1285 MWe. Mit der Vergrößerung der Anlagenleistung ist hauptsächlich die Zielsetzung verbunden, eine Degression der spezifischen Kosten zu erreichen.

In Hinblick auf die Leistungsgröße lassen die zukünftigen Konzepte folgende generelle Tendenzen erkennen: In der 1000 bis 1500 MWe-Klasse werden die auf dem Markt etablierten Leichtwasserreaktoren weiterentwickelt, gleichzeitig wird zur Erhöhung des Konversionsfaktors das Konzept eines hochkonvertierenden Druckwasserreaktors (HCR) verfolgt. Bei der Brutreaktorlinie wird in Westeuropa an dem Entwurf einer 1500 MWe-Anlage gearbeitet.

Parallel zu der Weiterentwicklung an den bestehenden LWR-Konzepten wurden neue, fortgeschrittene Entwicklungslinien aufgegriffen, die in einem Leistungsbereich von etwa 200 bis 600 MWe liegen. Stellvertretend seien die Konzepte von *Westinghouse* (AP600), *General Electric* (ASBWR), *Rolls Royce* und *Combustion Engineering* (SIR) sowie von *ASEA ATOM* (PIUS) genannt.

Die dritte Gruppe liegt in einem Leistungsbereich von etwa 80 bis 200 MWe. Es besteht hier die Zielsetzung, durch modulares Zusammensetzen größere Leistungseinheiten zu realisieren, die hinsichtlich der technischen Auslegung von den konstruktiven Vorteilen einer kleinen Anlagenleistung profitieren sollen. In den USA wird außerdem erwartet, daß der Übergang zu kleinen Moduleinheiten sowohl das

finanzielle Risiko für die amerikanischen Energieversorgungsunternehmen vermindert, als auch eine bessere Anpassung an den erwarteten Zubaubedarf gewährleistet. Des weiteren ist vornehmlich in dieser Leistungsklasse der Einsatz zur gekoppelten Strom- und Wärmebereitstellung geplant.

Abgerundet wird die hier gewählte Einteilung von einer vierten Gruppe, den kleineren nuklearen Wärmeerzeugern im Leistungsbereich unter etwa 50 MWth. Sie sind hauptsächlich für die lokale Fern- bzw. Nahwärmebereitstellung konzipiert.

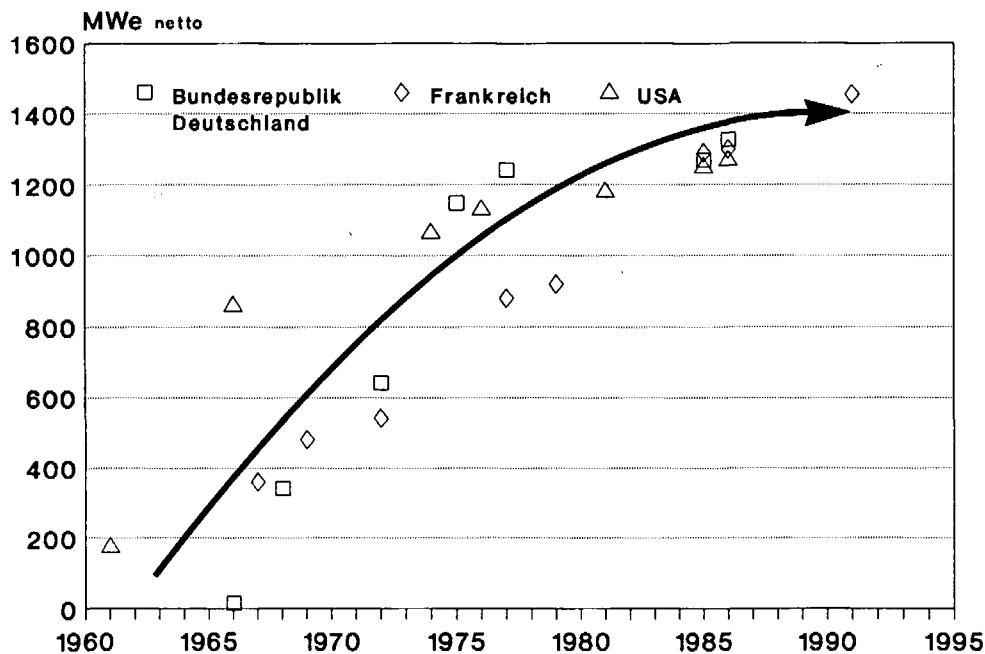


Bild 2.3: Entwicklung der elektrischen Nettoleistung von nuklearen Anlagen in ausgewählten Ländern von 1961 - 1991 /17/

Zur Wärmeversorgung der Bundesrepublik Deutschland leistet die Kernenergie zum gegenwärtigen Zeitpunkt keinen wesentlichen Beitrag. Bislang wird nur bei einem bundesdeutschen Leistungsreaktor die Möglichkeit zur Auskopplung von Wärme genutzt. Das Kernkraftwerk *Stade* liefert etwa 40 MWth an einen benachbarten Industriebetrieb.

Weltweit liegen für mehrere Heizreaktorkonzepte umfangreiche Entwicklungsarbeiten vor. In der Sowjetunion befinden sich in den Städten *Gorki* und *Voronesch* Heizreaktoren vom Typ AST-500 mit einer thermischen Leistung von 500 MW derzeit in Bau.

2.3 Nutzung der Kernenergie zur Wärmebereitstellung

In den zuvorstehend beschriebenen vier Leistungsgruppen finden sich neben den Leicht- und Schwerwasserreaktoren auch natriumgekühlte Reaktoren sowie heliumgekühlte Hochtemperaturreaktoren. Die Nutzung dieser einzelnen Reaktorkonzepte zur Wärmebereitstellung ist eng mit der Leistungsgröße, dem erreichbaren Temperaturniveau sowie der Genehmigung von verbrauchernahen Standorten verbunden.

In Hinblick auf die Reaktorleistung erbrachten aktualisierte Marktanalysen /19, 20, 21/ eine neue Einschätzung der für die potentiellen Einsatzbereiche geeigneten Leistungsgrößen. Neben der reinen Stromerzeugung für kleine Verbundnetze traten verstärkt Aspekte der nuklearen Wärmebereitstellung, insbesondere mit Kraft-Wärme-Kopplung in den Vordergrund der Überlegungen. Bei diesem Einsatzgebiet spielen neben einem begrenzten lokalen Wärmebedarf auch Fragestellungen zur Verfügbarkeit und Reservevorhaltung eine wesentliche, die Leistungsgröße begrenzende Rolle.

Des weiteren setzt eine nukleare Wärmebereitstellung die Realisierung von verbrauchernahen Standorten in der Nähe von Ballungsgebieten oder innerhalb von Industrieanlagen voraus. Übergeordnetes Schutzziel ist in den meisten Ländern aber die entlegene Errichtung der Reaktoren abseits von Ballungsgebieten mit hoher Bevölkerungsdichte. Spezielle Sicherheitsanforderungen an ein verbraucher-nahes Kernkraftwerk sind dementsprechend zur Zeit nicht formuliert. Nach /18/ bietet sich ein erfolg-versprechender Weg zur Kompensation derzeit noch nicht vollständig quantifizierbarer Standortnachteile von Ballungsgebieten mit der Änderung von Sicherheitseigenschaften des Reaktors an. Hier könnten sich insbesondere für kleinere nukleare Leistungsgrößen Vorteile ergeben. In Tab. 2.1 sind verschiedene SMPR-Konzepte aufgeführt. Alle derzeit aktuellen Reaktorlinien sind hier vertreten, die einzelnen Konzepte befinden sich auf einem unterschiedlich fortgeschrittenen Stand.

Type	Country	Supplier	Concepts	MW _e
BWR	Japan	Hitachi	BWR 500	465
		Hitachi	SBWR 200	200
	USA	Toshiba	BWR 500	300
		Toshiba	BWR 300	300
	Germany, F.R.	GE	Small BWR	300
		GE	ASBWR	600
		Siemens/KWU	ISER	200
PWR	France	Framatome	NP 300	300
	Italy	Ansaldo/Nira	PWR 300	272
	Japan	Mitsubishi	PWR 300	300
	Sweden	Asea Atom	PIUS	500
	UK	Rolls-Royce	PWR 300	300
	USA	Babcock & Wilcox	CNSS	400
			CNSG	91
	UK/USA	Rolls-Royce/CE	SIR	320
	USA	Westinghouse	AP 600	530
	USSR	Atomenergoexport	VVER 440	420
PHWR	Argentina	Enace	Argos PHWR 380	340
	Canada	AECL	CANDU 300	385
	Germany, F.R.	Siemens/KWU	PHWR 300	
HWLWR	Italy	Ansaldo/Nira	Cirene 300	300
GCR	UK	GEC	Magnox	300
HTGR	Germany, F.R.	ABB/Siemens	HTR-500	550
	USA	GE	HTR Module MHTGR	80 139
LMR	USA	GE	PRISM	138

Tab. 2.1: Ausgewählte 'Small and Medium Power Reactor'-Konzepte /19, 22/

In nachfolgendem Bild 2.4 sind verschiedene energie- und verfahrenstechnische Prozesse in Abhängigkeit vom Temperaturniveau dargestellt. Für die Fernwärmebereitstellung sowie die industrielle Prozeßdampfversorgung kommen prinzipiell alle Reaktorlinien in Frage, auch wenn, wie z.B. in der Chemischen Industrie, vereinzelt ein höheres Temperaturniveau von etwa 350° C benötigt wird, das nicht unmittelbar durch die wassergekühlten Reaktoren bereitgestellt werden kann. In diesem Fall besteht prinzipiell die Möglichkeit, durch konventionelle Zusatzfeuerung einen geringen Teil des nuklear erzeugten Dampfes auf das benötigte Niveau anzuheben. Die Möglichkeit, Nutzungstemperaturen von zur Zeit bis 950° C zu erreichen, erschließt den Hochtemperaturreaktoren auf dem Wärmemarkt über die Fernwärme- und Prozeßdampfbereitstellung hinaus vielfältige Anwendungsmöglichkeiten, die bisher keiner anderen Reaktorlinie unmittelbar zugänglich sind. In Kombination mit entsprechenden wärmetauschenden Aggregaten kann Prozeßwärme für eine Vielzahl von energie- und verfahrenstechnischen Anwendungen bereitgestellt werden.

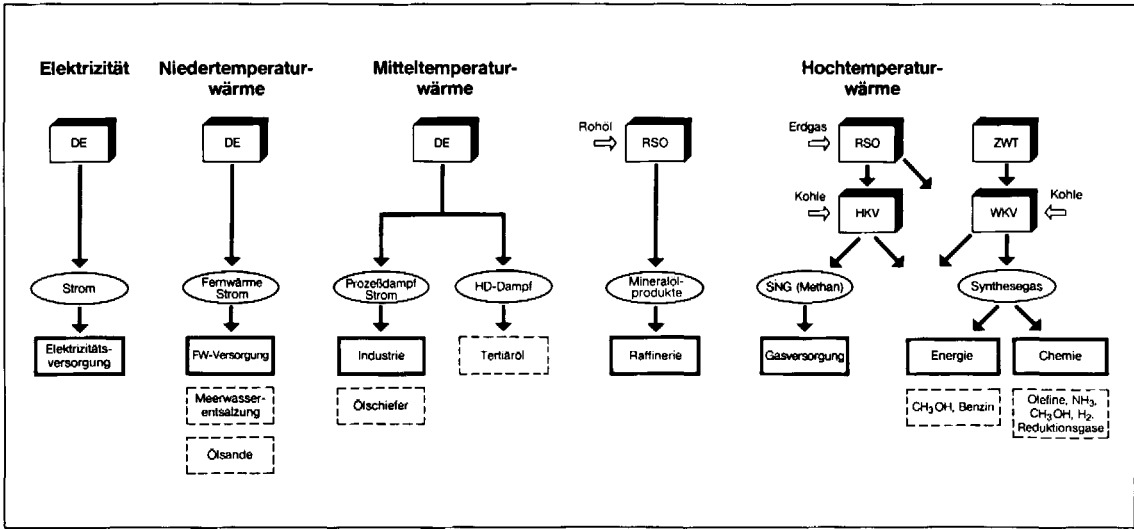


Bild 2.4: Ausgewählte energie- und verfahrenstechnische Prozesse in Abhängigkeit vom Temperaturniveau

DE	=	Dampfreaktor
RSO	=	Röhrenspalt-ofen
ZWT	=	Zwischenwärmetauscher
HKV	=	Hydrierende Kohlevergasung
WKV	=	Wasserdampf Kohlevergasung
SNG	=	Synthetisches Naturgas
FW	=	Fernwärme

2.4 Referenzanlagen für die industrielle Prozeßdampf- und Stromversorgung

Wie in Bild 2.4 dargestellt, erlaubt die HTR-Linie zusätzlich den Hochtemperaturwärmebedarf in verschiedenen Einsatzbereichen zu decken. Da in dieser Arbeit auch Aspekte der Versorgung von Verbrauchsschwerpunkten mit Nuklearer Fernenergie untersucht werden sollen, wird aufgrund der universelleren Einsatzmöglichkeiten im weiteren Verlauf einheitlich von der HTR-Linie ausgegangen.

Gegenüber den CO₂-gekühlten Reaktoren der ersten Generation unterscheidet sich die HTR-Technik durch Verwendung von Helium als Wärmeübertragungsmittel sowie durch den Einsatz keramisch umhüllter Partikel anstelle von metallischen oder oxidischen Brennelementen. Ausgehend von den Versuchsreaktoren *DRAGON* (20 MWth) in Großbritannien, *PEACH BOTTOM* (115 MWth) in den USA und *AVR* (50 MWth) in der Bundesrepublik Deutschland wurden zwei Prototypanlagen errichtet. Während für die amerikanische *FORT St. VRAIN-Anlage* (842 MWth) blockförmige Brennelemente bevorzugt wurden, setzte sich in der Bundesrepublik der Kugelhaufenreaktor durch. Als Folgeprojekt des *AVR* wurde der *THTR* (750 MWth) in Hamm-Uentrop Anfang 1987 kommerziell in Betrieb genommen.

Zur Zeit sind mehrere Nachfolgeprojekte in der Diskussion (vgl. Tab. 2.1), die sich insbesondere in der Leistungsgröße deutlich unterscheiden und in einem Bereich zwischen 200 und 1390 MWth liegen. Des weiteren gibt es verschiedene Studien /20, 21, 23/, die für den HTR in bestimmten Anwendungsgebieten auch Vorteile bei kleineren Einheitsleistungen bis zu etwa 50 MWth sehen.

Die bei der Potentialermittlung unterstellte Leistungsgröße der nuklearen Anlage hat unmittelbaren Einfluß auf die Anzahl der möglichen Nutzer bzw. Standorte, da sich die Einsatzmöglichkeiten mit steigender Anlagenleistung aufgrund begrenzter Energiebedarfsmengen schnell verringern. Die Ergebnisse einer Markterkundung zur Nutzung der Kernenergie bei der industriellen Prozeßdampfversorgung werden somit wesentlich von der gewählten Anlagenleistung beeinflußt.

Zur Realisierung einer variablen Anlagenleistung wird als Referenzanlage das HTR-Modulkonzept (200 MWth) gewählt. Bei dieser Anlage kann auf Angebotsunterlagen der Industrie zurückgegriffen werden. Da eine Aufteilung der Leistung auf zwei Module hinsichtlich Verfügbarkeit, Reservebereitstellung sowie Wirtschaftlichkeit deutliche Vorteile erkennen läßt, wird unterstellt, daß die kommerzielle Nutzung der nuklearen Prozeßwärme bei diesem Reaktorkonzept zunächst den Einsatz von Doppelblockanlagen erfordert. Dementsprechend wird von einer Mindestleistung der Gesamtanlage von 400 MWth ausgegangen, ein darüber hinausgehender Leistungsbedarf läßt sich durch Zubau weiterer 200 MWth-Anlagen decken. In Bild 2.5 ist für den Modul der Primärkreis mit Dampferzeuger dargestellt, in Tab. 2.2 finden sich wesentliche Kenngrößen zur Anlagenauslegung.

Die kleinere Leistungsgröße der zweiten Referenzanlage wird frei gewählt. Zur Vereinfachung der Markterkundung wird in Anlehnung an /20, 21, 70/ eine Anlagenleistung von 100 MWth unterstellt. Entsprechend den obigen Ausführungen wird auch dieses nukleare System als Doppelblockanlage (2 x 100 MWth) betrieben.

In der Industrie sind Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen eine Alternative zur Eigenerzeugung von Wärme und zum Fremdbezug von Strom. In der Regel besteht primär das Ziel in der Deckung des lokalen Wärmebedarfs. Dabei wird Strom als kostengünstiges 'Nebenprodukt' gewonnen und verdrängt somit bestimmte Lastanteile des elektrischen Fremdbezugs. Im Gegensatz zum Elektrizitätsmarkt wird der industrielle Prozeßdampfbedarf nicht über zusammenhängende, größere Verbundnetze gedeckt. Dementsprechend stellt die Prozeßdampfabgabe der nuklearen Referenzanlagen bei der in dieser Untersuchung zur Potentialermittlung gewählten Einzelstandortbetrachtung die mit dem Marktbedarf korrespondierende Kenngröße dar.

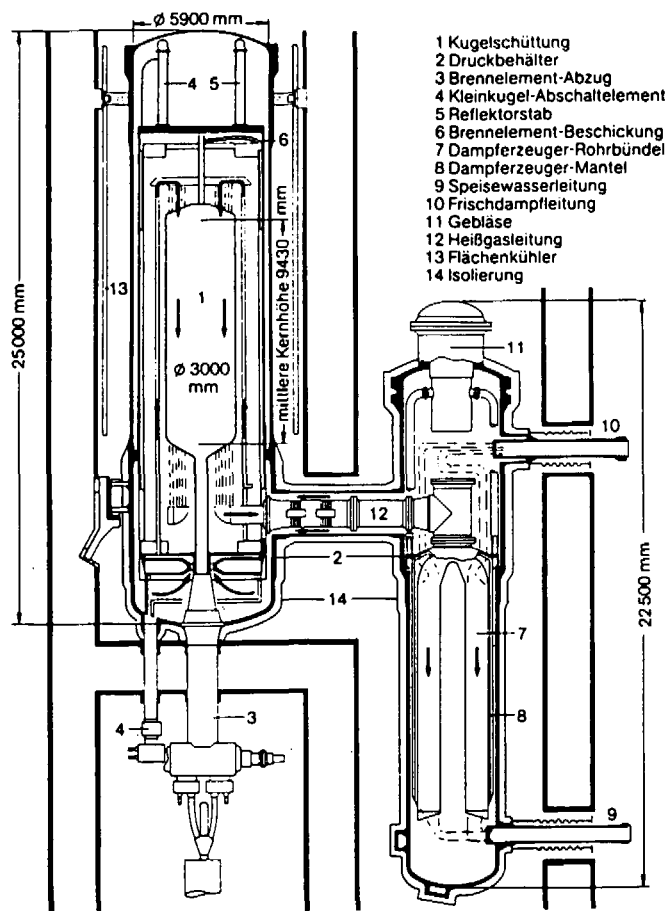


Bild 2.5: Primärkreis des HTR-Modul (200 MWth) mit Dampferzeuger /48/

Reaktorwärmeleistung	200 MW _{th}
Anzahl der Brennelemente	360.000
Durchmesser eines Brennelementes	6 cm
Beschickungsverfahren	Mehrfachdurchlauf
Primärkühlmittel	Helium
Heliumdurchsatz bei 100% Leistung	85 kg/s
Heliumtemperaturen	250/700 °C
Mittlerer Heliumdruck	60 bar
Mittlere Leistungsdichte	3,0 MW/m ³
Frischdampfdruck am DE-Austritt	190 bar
Frischdampftemperatur am DE-Austritt	530 °C
Frischdampfmassenstrom	77 kg/s
Speisewassereintritts-temperatur	170 °C

Tab. 2.2: Konzept- und Auslegungsdaten des HTR-Modul (200 MWth) /24/

Es ist somit erforderlich, für die betrachteten Referenzanlagen entsprechende Bandbreiten der Prozeßdampfabgabe zu definieren. Durch geeignete Auswahl der Wärmeschaltung kann der Massenstrom des Prozeßdampfs in einem weiten Bereich variiert werden. Je nach Auslegung des Sekundärteils ist theoretisch sowohl eine ausschließliche Prozeßdampfabgabe mit Versorgung des elektrischen Eigenbedarfs, als auch eine reine Kondensationsstromerzeugung möglich /25/. In der Praxis liegt die Bereitstellung von Prozeßdampf und Strom innerhalb dieser Bandbreite. In Hinblick auf die Wirtschaftlichkeit der nuklearen Anlagen wird überwiegend ein hoher Dampfanteil angestrebt.

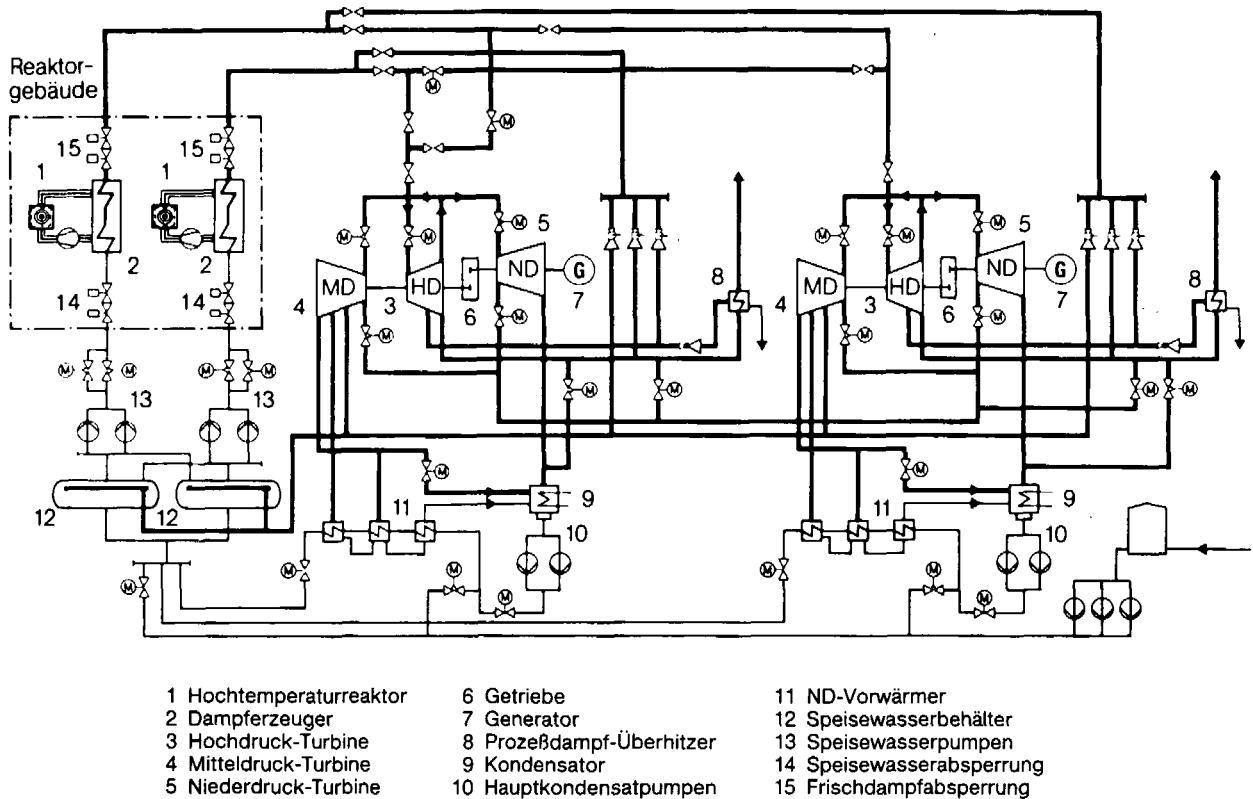


Bild 2.6: Übersichtsplan zur Auslegung einer HTR-Dampfkraftanlage (Doppelblockanlage, 2 x 200 MWth) /24/

Mit der Festlegung einer oberen und unteren Grenze für die Prozeßdampfabgabe werden die Ergebnisse der Potentialermittlung deutlich beeinflusst. In der Praxis kann nur eine detaillierte Analyse der technischen und wirtschaftlichen Randbedingungen vor Ort zur individuellen Auslegung der Prozeßdampf- und Strombereitstellung führen. Um die Potentialermittlung zu schematisieren und Überschneidungen zu vermeiden, wird die untere Grenze der 2 x 200 MWth-Anlage auf 200 t/h, die Obergrenze auf 400 t/h festgelegt. Ein Prozeßdampfbedarf über 400 t/h je Standort wird durch Zubau weiterer Anlagen gedeckt.

Bei der kleineren HTR-Referenzanlage (2 x 100 MWth) kann nach /26, 70/ mit entsprechend der Leistung verminderter Nutzenergieabgabe gerechnet werden, so daß die Mindestschwelle der industriellen Prozeßdampfversorgung hier dann bei 100 t/h liegt. Es wird zunächst unterstellt, daß eine mögliche elektrische Überschubleistung an das öffentliche Netz abgegeben werden kann. In einem späteren Kapitel wird diese Annahme dann diskutiert.

3. Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung

3.1 Einordnung des industriellen Energieverbrauchs

Der Primärenergieverbrauch der Bundesrepublik Deutschland betrug im Jahre 1987 rd. 388 Mio t SKE. Nach der Umwandlung in bedarfsgerechte Endenergieträger wurden den Verbrauchssektoren 257 Mio t SKE zugeführt. Dieser Endenergieverbrauch verteilt sich zu 46 % auf die Haushalte und Kleinverbraucher, zu 25 % auf den Verkehr sowie zu 29 % auf die Industrie.

Der Industriebegriff folgt in dieser Arbeit der Abgrenzung nach der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen /1/. Danach ist unter Industrie das Verarbeitende Gewerbe und der Übrige Bergbau zu verstehen. Obgleich die Mineralölverarbeitung definitionsgemäß nicht dem industriellen Bereich, sondern der Energieerzeugung und -umwandlung zugeordnet ist, wird sie bei der Potentialermittlung berücksichtigt.

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs der Industrie zeigt in den Jahren von 1950 - 1987 einen recht unterschiedlichen Verlauf. Begleitet von starken Anteilsverschiebungen der fossilen Energieträger stieg der Verbrauch bis etwa Mitte der '70er Jahre auf 95,6 Mio t SKE an. Anschließend reduzierte sich der Energieverbrauch bis zum Jahre 1987 wieder auf rd. 75 Mio t SKE (Bild 3.1). Hierbei ist weder der Energieeinsatz für den nichtenergetischen Verbrauch noch der Brennstoffbedarf zur industriellen Eigenstromerzeugung berücksichtigt. Letzterer betrug im Jahre 1987 zusätzlich etwa 9 Mio t SKE. Der Energieverbrauch in der Mineralölverarbeitung lag bei 7,1 Mio t SKE.

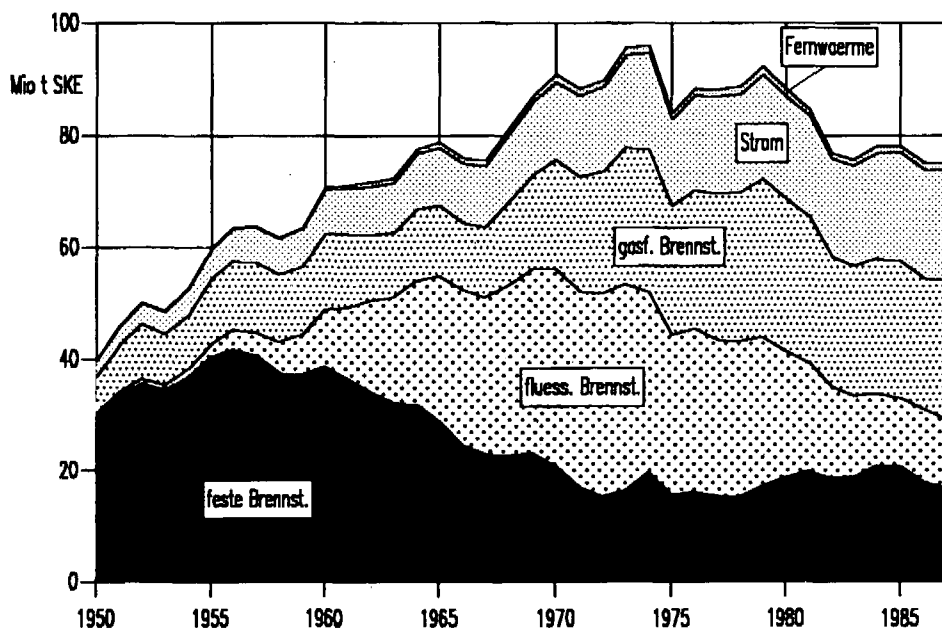


Bild 3.1: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur im Verarbeitenden Gewerbe und Übrigen Bergbau von 1950 - 1987 /1/

Die Verwendungsstruktur des industriellen Endenergieeinsatzes läßt einen deutlichen Schwerpunkt bei der wärmetechnischen Nutzung erkennen. Der Energiebedarf für Prozeßwärme (inkl. elektrolytischer Prozesse) hat mit einem Anteil von rd. 69 % gegenüber der Raumwärme (11 %), der Heißwasserbereitung (1 %) sowie gegenüber Kraft und Licht (19 %) überragende Bedeutung /27/.

Mit Bild 3.1 ist dargestellt, daß beginnend in den '50er Jahren das in großen Mengen zur Verfügung stehende Heizöl die Steinkohle verdrängte. Hier waren der Preis und die bessere Handhabbarkeit der flüssigen Kohlenwasserstoffe entscheidende Gründe. Mitte der '60er Jahre drängte infolge der vielen anwendungstechnischen Vorteile auch Erdgas immer stärker in den industriellen Energiemarkt. Weitere strukturelle Veränderungen wurden durch die beiden Ölpreiserhöhungen 1973 und 1979 ausgelöst. So reduzierte die Industrie nach der zweiten Teuerungswelle den Heizöleinsatz deutlich. Als Folge des Ölpreisverfalls im Jahre 1986 konnte diese Entwicklung zumindest vorübergehend unterbrochen werden. Gegenüber den starken strukturellen Verschiebungen bei den fossilen Brennstoffen verlief die Entwicklung des industriellen Stromverbrauchs in den vergangenen Jahrzehnten ausgesprochen kontinuierlich. Der Industriestrombedarf stieg bis zum Jahre 1987 auf 159 TWh an.

Die industrielle Eigenstromerzeugung ist dieser Entwicklung nicht gefolgt. Während sie im Verlauf der '70er Jahre relativ konstant bei etwa 40 TWh lag und bei einem steigenden Strombedarf relative Anteilsverluste hinnehmen mußte, ist die Eigenerzeugung seit Beginn der '80er Jahre auch bei absoluter Betrachtung rückläufig. Im Jahre 1987 wurden von insgesamt 34 TWh¹ etwa zwei Drittel in Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen erzeugt. Bei den in der Industrie zur Zeit eingesetzten Anlagen handelt es sich fast ausschließlich um Heizkraftwerke mit Dampfturbinen, die vornehmlich in den Wirtschaftszweigen der Chemie sowie der Papierindustrie Verwendung finden. Gasturbinenanlagen und Verbrennungsmotoren haben bislang nur eine relativ geringe Verbreitung gefunden. Im Jahre 1987 betrug die installierte Nennleistung im Verarbeitenden Gewerbe und Übrigen Bergbau rd. 9000 MWe.

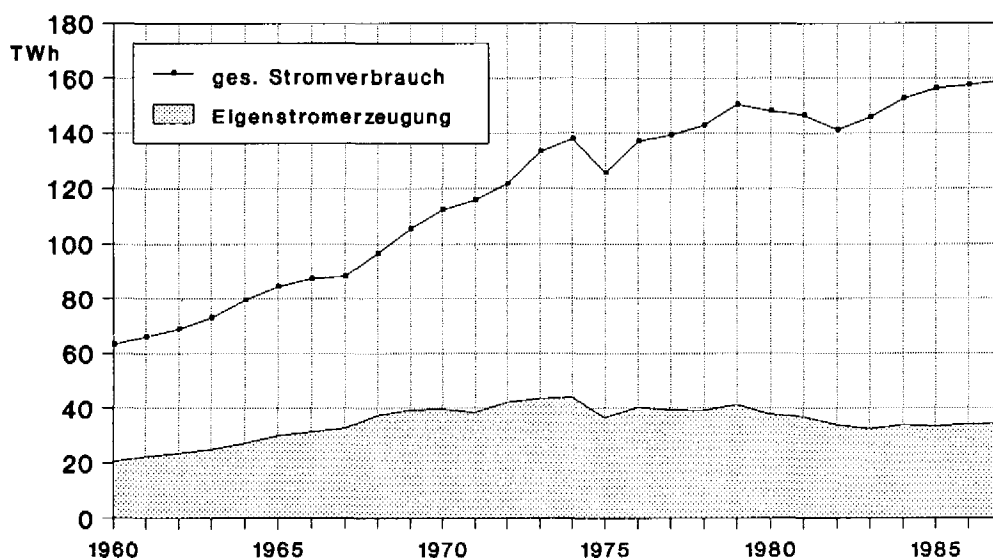


Bild 3.2: Entwicklung des Stromverbrauchs und der Eigenstromerzeugung im Verarbeitenden Gewerbe und Übrigen Bergbau von 1960 - 1987 /1, 2/

¹ Gemäß Definition des Industriebegriffs nach /1/ fällt hierunter nicht der Kohlenbergbau und die Mineralölverarbeitung, deren Eigenstromerzeugung bei rd. 21 bzw. 1,8 TWh lag.

Die Industrie umfaßt neben dem kleineren Sektor 'Übriger Bergbau' vier Hauptgruppen. Größter Endenergieverbraucher ist das Grundstoff- und Produktionsgütergewerbe mit einem Anteil von 69 %. Mit Abstand folgt das Investitionsgütergewerbe (14 %), das Verbrauchsgütergewerbe (10 %) und das Nahrungs- und Genußmittelgewerbe (7 %). Die Höhe und Verwendungsstruktur des Endenergieverbrauchs ist in den einzelnen Wirtschaftsgruppen bzw. -zweigen äußerst unterschiedlich. Bei der Potentialermittlung zu den Einsatzmöglichkeiten von nuklearen Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung ist somit eine Disaggregation nach Branchen und benötigtem Temperaturniveau notwendig. In Ergänzung zu der Statistik der Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen /1/ ist in Bild 3.3 sowohl der Brennstoffeinsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung (rd. 18 Mio t SKE) als auch der Einsatz in Wärmeerzeugern (rd. 45 Mio t SKE) für verschiedene Temperaturstufen und Branchen dargestellt. Nach dieser informativen Einteilung wurden im Jahre 1987 rd. 63 Mio t SKE an fossilen Energieträgern in den Wirtschaftszweigen der Industrie und der Mineralölverarbeitung eingesetzt.

Mit Blick auf das Temperaturniveau gibt es neben der Kraft-Wärme-Kopplung zwei Verbrauchsschwerpunkte. Zum einen im Temperaturbereich von 100 bis etwa 300° C, der überwiegend der Prozeßdampferzeugung zuzuordnen ist. Außer der Chemie sind hier insbesondere die Papierindustrie, der Straßenfahrzeugbau sowie das Nahrungsmittelgewerbe hervorzuheben. Zum anderen liegt ein weiterer Schwerpunkt bei den Hochtemperaturprozessen über 600° C, der überwiegend vom Energieverbrauch der Eisenschaffenden Industrie sowie der Steine und Erden Industrie geprägt wird.

Die vorangestellten Ausführungen zeigen, daß die einzelnen Wirtschaftszweige gemessen an dem absoluten Endenergieverbrauch, der Eigenstromerzeugung über Kraft-Wärme-Kopplung sowie der Energieverwendungsstruktur in Abhängigkeit vom Temperaturniveau recht unterschiedliche Randbedingungen aufweisen. Die Ermittlung belastbarer Potentialaussagen für den Einsatz nuklearer Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung kann sich dementsprechend nur an disaggregierten Analysen zu den einzelnen Industriebranchen sowie an standortspezifischen Betrachtungen orientieren.

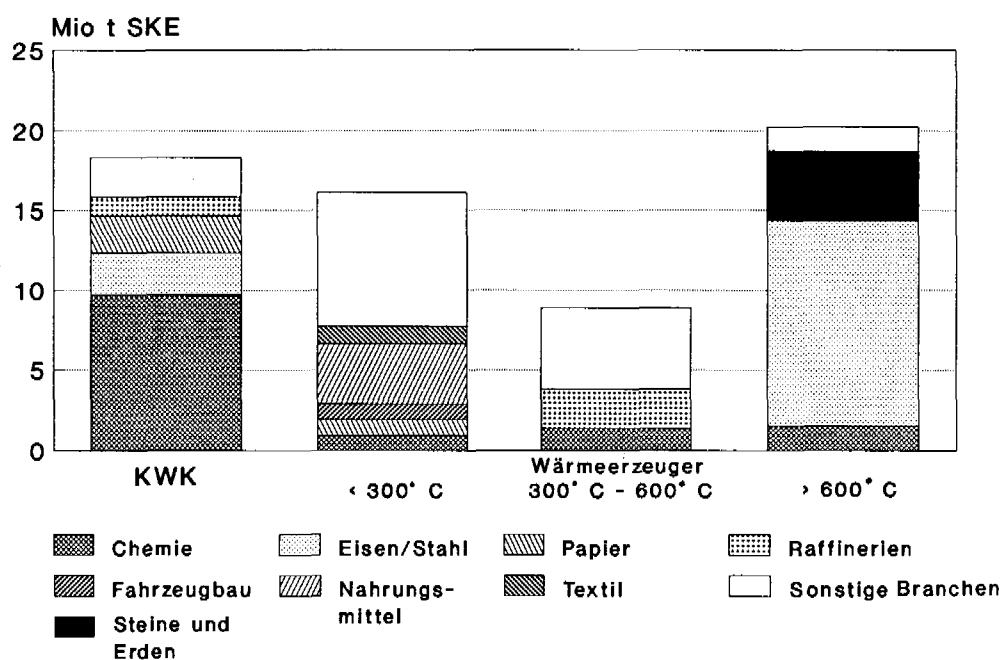


Bild 3.3: Brennstoffeinsatz in Wärmeerzeugern und zur Kraft-Wärme-Kopplung in der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987 /69/

3.2 Methodisches Vorgehen zur Potentialermittlung

Die Potentialermittlung zum Einsatz des HTR zur industriellen Prozeßdampfversorgung findet auf Branchenebene statt. Dabei ist die Darstellung so gehalten, daß für jede betrachtete Wirtschaftsgruppe bzw. für jeden Wirtschaftszweig nach einem Überblick auf ausgewählte Kenngrößen zunächst die Entwicklung des Endenergieverbrauchs im Verlauf der letzten Jahrzehnte kommentiert wird. Im Anschluß wird auf die Energienutzung nach Verwendungszwecken sowie, falls vorhanden, auf die industrielle Eigenstromerzeugung eingegangen.

Die Ausführungen in Kap. 3.1 haben gezeigt, daß die globale Betrachtung der Energieverbrauchsstruktur auch auf Branchenebene keine belastbaren Aussagen hinsichtlich eines möglichen Einsatzes von nuklearen Anlagen erwarten läßt. Da sich in den Statistiken zur Industrie /1, 2, 3, 4/ nur kumulierte, jeweils den Gesamtsektor betreffende Angaben finden, wird von standortbezogenen Dampfkesseln sowie Dampf- und Gasturbinenanlagen ausgegangen. In Tab. 3.1 sind die untersuchten Branchen zusammengefaßt dargestellt. Insbesondere die dem nuklearen Einsatz zugänglichen Standorte sind aufgrund der Anforderung an einen Mindestenergiebedarf hinreichend genau erfaßt, so daß für die Potentialermittlung eine repräsentative Grundlage unterstellt werden kann. Andere als in Tab. 3.1 aufgeführte Wirtschaftsgruppen bzw. -zweige² spielen für den Einsatz nuklearer Anlagen der hier betrachteten Leistungsgröße keine wesentliche Rolle, da die benötigte Prozeßdampfmenge zu gering ist. Diese Branchen werden in Kap. 3.3.11 zusammengefaßt diskutiert.

Wirtschaftsgruppe	Sypro Nr.	Anzahl der Dampfkessel (1987)	kumulierte Dampfkessel- bruttoleistung (1987)	ermittelte Standorte (1987)
Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie	[55]	278	9.319 t/h	131
Chemische Industrie	[40]	438	29.095 t/h	105
Eisenschaffende Industrie	[27]	157	8.938 t/h	36
NE-Metallerzeugung	[28]	55	2.668 t/h	25
Gummlverarbeitung	[59]	78	2.038 t/h	28
Straßenfahrzeugbau	[33]	117	6.936 t/h	21
Zuckerindustrie	[6821]	137	5.298 t/h	43
Brauereien	[6871]	166	2.032 t/h	78
Kali- und Steinsalzbergbau	[2150]	24	1.431 t/h	8
Mineralölverarbeitung (Raffinerien, Petrochemie)	[22]	120	7.552 t/h	30
insgesamt		1570	75.307 t/h	505

Tab. 3.1: Dampfkessel und Standorte in ausgewählten Wirtschaftsgruppen und -zweigen der Industrie (inkl. Mineralölverarbeitung) im Jahre 1987 /29/

² In dieser Tabelle, wie in allen vergleichbaren nachfolgenden Bildern und Tabellen, wird jeweils die Sypro.-Nr. des Statistischen Bundesamtes /2/ zur Identifikation der Wirtschaftsgruppen bzw. Wirtschaftszweige in eckigen Klammern angegeben.

Die kombinierte Prozeßdampf- und Strombereitstellung hat aufgrund der wirtschaftlich begrenzten Transportmöglichkeiten des Dampfes primär das Ziel, den lokalen Wärmebedarf zu decken. Aus diesem Grunde stellt die Prozeßdampfabgabe der nuklearen Referenzanlagen bei der in dieser Untersuchung gewählten Vorgehensweise die mit dem Marktbedarf korrespondierende Kenngröße dar. Es wird zunächst davon ausgegangen, daß eine mögliche elektrische Überschußleistung an das öffentliche Netz abgegeben werden kann.

Im Anschluß an die Analyse der Dampfkesselleistung und deren Feuerungsstruktur werden die branchenspezifischen Einzelinformationen nach Standorten zusammengefaßt. Man erhält somit einen Überblick auf die im Referenzjahr 1987 je Standort installierte Dampfkesselbruttolleistung. Diese installierte Leistung weicht deutlich von dem eigentlichen Dampfbedarf für Produktionszwecke ab. Es ist notwendig, den Dampfeinsatz zur regenerativen Speisewasservorwärmung, zur Kondensationsstromerzeugung und zur Reservevorhaltung über zusätzliche Überlegungen zu ermitteln. Auf die diesbezüglichen Annahmen und Rechnungen wird im folgenden näher eingegangen.

Die Angaben zu den Dampfkesselleistungen der zugrunde gelegten Datenbasis beziehen sich auf die Bruttolleistung in t/h. Zur Ermittlung der Nettodampfleistung ist es erforderlich, den Entnahmedampf zur regenerativen Speisewasservorwärmung näherungsweise zu berechnen.

Die **regenerative Speisewasservorwärmung** im Clausius-Rankine-Prozeß stellt eine erhebliche Verbesserung des Kreisprozesses dar. Das sogenannte 'Carnotisieren' des Prozesses erfordert zwar einen höheren Investitionsaufwand bei reduzierter Nettodampfabgabe, durch die Wirkungsgradverbesserung und daraus eingesparten Brennstoffkosten ist aber je nach Energiepreissituation ein deutlicher Vorteil zu erzielen.

Die Variationsmöglichkeiten der Vorwärmerauslegung bieten viele individuelle Freiräume und stellen sich grundsätzlich als Optimierungsproblem zweier gegenläufiger Effekte dar. Der Abzapfdampf zur Vorwärmung wird in der Regel in Nähe der Sättigungstemperatur gewählt. Er hat somit einen geringeren Exergiegehalt als Frischdampf und ersetzt die hochexergetische Brennstoffenergie. Die erzielbaren Wirkungsgradverbesserungen sind von der Zahl der Vorwärmstufen abhängig. Mit zunehmender Vorwärmtemperatur und übertragener Energiemenge wächst aber auch der Exergieverlust der Vorwärmung, so daß der Prozeßwirkungsgrad wiederum abnimmt. Das Optimierungsproblem stellt sich in der Form, daß die dem maximalen Wirkungsgrad zugeordnete Vorwärmtemperatur des Speisewassers gesucht wird /30, 36/.

Die optimierte Wahl der Vorwärmtemperatur und somit der Vorwärmstufen ist von einer Vielzahl von Parametern, wie z.B. Kesselgröße, Baujahr, Frischdampfzustand, Auslastung, Anlagenkonfiguration etc., abhängig und kann im Rahmen dieser Arbeit nur über idealisierte Schaltungsvarianten abgeschätzt werden. In Anlehnung an /31/ wird in Abhängigkeit von der Dampfkesselbruttolleistung die Vorwärmtemperatur des Speisewassers festgelegt und dementsprechend die Anzahl der Vorwärmstufen gewählt. Anschließend läßt sich die Entnahmedampfmenge zur Vorwärmung für die einzelnen Kessel berechnen. Die Dampfenahme findet in Nähe der Sättigungstemperatur statt, dabei sind die Vorwärmstufen in 30 bis 40 Kelvingrad-Abstände aufgeteilt und die Abkühlkurven des Dampfes möglichst eng an die Aufwärmkurve des Speisewassers gelegt. Der Einfluß des Speisewasserdruckes ist vernachlässigbar. In Bild 3.4 ist eine Schaltungsvariante für Dampfkessel größer 80 t/h Bruttolleistung mit Hochdruck-, Mitteldruck- und Niederdruck-Vorwärmer dargestellt.

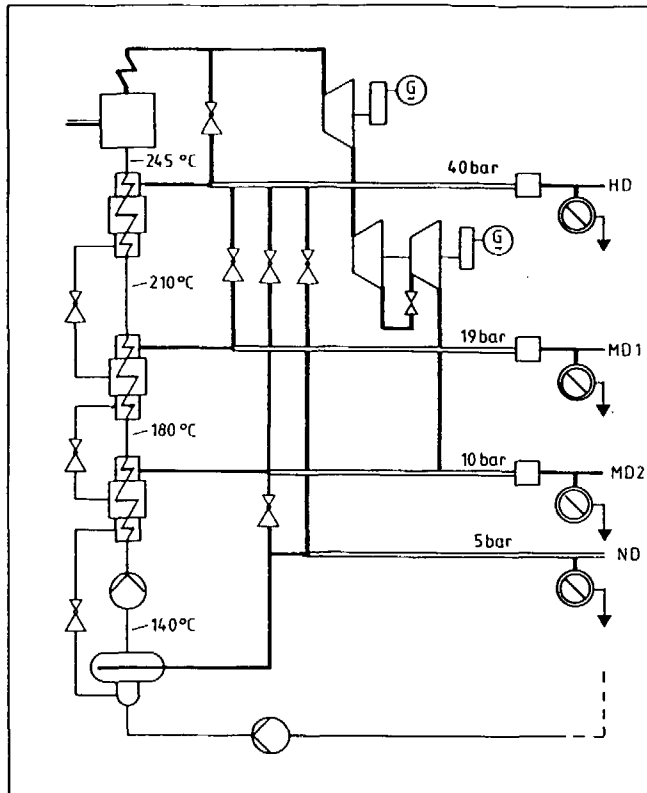


Bild 3.4: Idealisierte Schaltungsvariante zu einer Speisewasservorwärmung für Dampfkessel größer 80 t/h Bruttoleistung, in Anlehnung an /31/

Dampfkesselbruttoleistung \dot{m}_{ges}	Speisewasser- temperatur	Dampfbedarf für die Vorwärmstufen in Abhängigkeit von \dot{m}_{ges}					Dampfkessel- nettoleistung (Prozeßdampfabgabe)
		ND-VW	MD2-VW	MD1-VW	HD-VW	insgesamt	
		(t/h)	(t/h)	(t/h)	(t/h)	(t/h)	
< 16 t/h	125 °C	$\dot{m}_{ges} \times 0,094$				$\dot{m}_{ges} \times 0,094$	90,6 %
16–40 t/h	180 °C	$\dot{m}_{ges} \times 0,109$	$\dot{m}_{ges} \times 0,079$			$\dot{m}_{ges} \times 0,188$	81,2 %
40–80 t/h	210 °C	$\dot{m}_{ges} \times 0,100$	$\dot{m}_{ges} \times 0,074$	$\dot{m}_{ges} \times 0,066$		$\dot{m}_{ges} \times 0,240$	76,0 %
> 80 t/h	245 °C	$\dot{m}_{ges} \times 0,091$	$\dot{m}_{ges} \times 0,068$	$\dot{m}_{ges} \times 0,060$	$\dot{m}_{ges} \times 0,086$	$\dot{m}_{ges} \times 0,305$	69,5 %

Tab. 3.2: Nettodampfabgabe in Abhängigkeit von der Dampfkesselbruttoleistung für idealisierte Speisewasservorwärmungen, eigene Rechnungen in Anlehnung an /30, 31, 36, 37/

Je nach Leistungsklasse der Dampfkessel werden verschiedene Entnahmeebenen nicht benötigt, so daß die entsprechenden Schienen und Komponenten entfallen. In Tab. 3.2 ist zu erkennen, daß sich mit steigender Dampfkesselbruttoleistung die Nettodampfabgabe, die auch disponibler Dampf genannt wird, deutlich verringert. Bei der in Bild 3.4 dargestellten Schaltungsvariante mit vier Vorwärmstufen reduziert

sich die Nettodampfabgabe um rd. 30 %. Bei einigen, insbesondere von der Chemischen Industrie im überkritischen Bereich betriebenen Anlagen kann der Anteil des Entnahmedampfes zur Speisewasservorwärmung je nach innerbetrieblicher Optimierung auch noch höher liegen /36/.

Die für die einzelnen Dampfkessel nach Tab. 3.2 individuell ermittelte Nettodampfabgabe stellt in dieser Form noch nicht den Prozeßdampfbedarf je Standort dar, da zum Teil auch Kondensations- bzw. Entnahmekondensationsturbinen zur industriellen Eigenstromerzeugung installiert sind. Bei diesen Anlagen wird der durch die gesamte Maschine strömende Dampf auf das je nach Bauart übliche Vakuum im Kondensator entspannt und steht dem wärmeverbrauchenden Produktionsprozeß nicht mehr zur Verfügung.

Zur näherungsweisen Ermittlung des **Dampfeinsatzes für die Kondensationsstromerzeugung** wird nach /36, 37/ der für die Stromerzeugung abgezwigte Dampf bei reinen Kondensationsmaschinen in Abhängigkeit von der Turbinenleistung wie folgt berechnet:

$$\dot{m} = \frac{P_{el}}{\Delta h \cdot \eta_T} \cdot 3600 \approx P_{el} \cdot 3,53 \quad (1)$$

es gilt:

\dot{m}	=	Dampfbedarf in t/h
P_{el}	=	Dampfturbinenleistung in MWe
Δh	=	durchschnittlich nutzbares Enthalpiegefälle (1200 kJ/kg)
η_T	=	Turbinenwirkungsgrad (85 %)

Die in der Industrie eingesetzten Entnahmekondensationsanlagen werden überwiegend zum Ausgleich von täglichen bzw. jahreszeitlichen Wärmeverbrauchsschwankungen verwendet. Bei diesen Turbinen wird unterstellt, daß näherungsweise 20 % des zur maximalen Stromerzeugung einzusetzenden Dampfes dem wärmeverbrauchenden Produktionsprozeß nicht mehr zur Verfügung steht. Mögliche Abweichungen von diesem Schätzwert sind bei den in der Industrie üblichen Turbinengrößen und der zur Potentialermittlung gewählten Methodik von untergeordneter Bedeutung.

Bei der **Reservebereitstellung** ist zu beachten, daß eine strenge Unterteilung nach 'Kessel in Betrieb' oder 'Kessel in Reserve' in der industriellen Praxis oft nicht vorliegt. Zum Teil werden Kessel zum Ausgleich der täglichen Lastschwankungen oder als Warmreserve mit Teillast betrieben. Sind an einem Standort, wie z.B. in der Chemischen Industrie, eine Vielzahl von Dampfkesseln installiert, so wird aus Kostengründen oft nur die größte einzelne Kesselleistung in Reserve gehalten. Bei darüber hinausgehenden Ausfällen kann auch die Produktionseinschränkung in manchen Fällen wirtschaftlicher sein. Die optimierte Reservevorhaltung wird in der Praxis somit von individuellen Aspekten am jeweiligen Standort bestimmt. Die in dieser Arbeit unterstellten Annahmen zur Reservebereitstellung gehen von der jeweils am Standort installierten Dampfkesselanzahl aus /36/. Sie sind in Tab. 3.3 ausgewiesen.

Der Dampfbedarf für Produktionszwecke (Prozeßdampfbedarf) läßt sich für das Referenzjahr 1987 somit schließlich individuell für jeden Standort aus der berechneten Nettodampfleistung der einzelnen Kessel abzüglich des Dampfeinsatzes zur Kondensationsstromerzeugung sowie abzüglich der Reservebereitstellung ermitteln.

Anzahl der Dampfkessel je Standort	Reserveanteil je Standort
1	—
2	20 %
3	25 %
4	33 %
≥ 5	größte einzelne Nettokesselleistung je Standort

Tab. 3.3: Annahmen zur Reservevorhaltung bei der Prozeßdampfversorgung industrieller Standorte in Abhängigkeit von der installierten Kesselanzahl

Nach der Ermittlung einer Reihe von heutigen potentiellen Nutzern wirkt sich auf die weitere Potentialermittlung erschwerend aus, daß zur Markteinführung der nuklearen Anlagen der Zeitraum um die Jahrhundertwende betrachtet wird. Es ist notwendig, die weitere Entwicklung des für das Jahr 1987 ermittelten Prozeßdampfbedarfs zumindest bis zum Jahre 2000 für die einzelnen Branchen abzuschätzen.

Diese Abschätzung der künftigen Entwicklung erfolgt nicht auf Basis hochaggregierter Größen aus der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung, wie beispielsweise der Bruttowertschöpfung, sondern unter Berücksichtigung der derzeit erkennbaren branchenspezifischen Einflußfaktoren und Rahmenbedingungen. Da der zu prognostizierende Prozeßdampfbedarf keiner statistischen Erfassung unterliegt, kann die Vorgehensweise in den einzelnen Wirtschaftszweigen methodisch nicht einheitlich sein. Neben branchenspezifischen Einzelinformationen werden auch Größen, die mit der Dampferzeugung zu korrelieren sind, genutzt. Hier sind für manche Wirtschaftszweige der Brennstoffeinsatz oder die mengenmäßige Produktion geeignet. Die Betrachtung von Produkten und Produktionsmengen wird in dieser Arbeit gegenüber monetären Bewertungsgrößen, wie z. B. der Bruttowertschöpfung, bevorzugt gewählt, weil der wertmäßige Anstieg der Produktion in vielen Fällen nicht starr an den Anstieg der mengenmäßigen Produktion gekoppelt ist. Insbesondere durch die in den hochindustrialisierten Ländern erkennbare Tendenz zur Veredelungswirtschaft, die ein verstärktes qualitatives statt quantitatives Wachstum erkennen läßt, zeigt sich, daß mit einem wertbezogenen Zuwachs nicht notwendigerweise ein proportionaler Mengen- und damit Energieverbrauchszuwachs einhergehen muß.

Bei dem hier gewählten Aggregationsniveau, das die standortspezifische Betrachtung in den Vordergrund stellt, sind Idealisierungen notwendig. So muß bei der Abschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs unterstellt werden, daß die jeweils für die Gesamtbranche ermittelten Tendenzen auch auf die einzelnen Standorte übertragbar sind. Dementsprechend führt z.B. ein für die Gesamtbranche

ermittelter rückläufiger Dampfbedarf zu einer verminderten Auslastung an allen Standorten bzw. ein Anstieg zu einer allorts entsprechenden Bedarfserhöhung. Es wird des weiteren angenommen, daß im Betrachtungszeitraum keine neuen, hinsichtlich des Energieverbrauchs großen Standorte in der Bundesrepublik Deutschland erschlossen werden, bzw. vice versa keine kompletten Stilllegungen erfolgen. Mögliche Kapazitätserhöhungen würden somit an bestehenden Standorten durchgeführt.

Für die Einordnung der Ergebnisse wird eine Klassifizierung nach verschiedenen Potentialbegriffen vorgenommen. Die Abschätzung des zukünftigen Dampfbedarfs für Produktionszwecke ergibt das sogenannte **Technische Potential**, das den erwarteten, standortbezogenen Prozeßdampfbedarf zur Jahrhundertwende darstellt.

In einem nächsten Schritt ist es erforderlich, Annahmen hinsichtlich eines maximalen Anteils der nuklearen Prozeßdampfversorgung je Standort zu treffen. Es ist kaum davon auszugehen, daß in der Praxis das zuvor ermittelte Technische Potential jeweils ausschließlich durch kerntechnische Anlagen realisiert werden kann. Die Entscheidung für eine bestimmte Energieerzeugungsstruktur auf dem Aggregationsniveau eines Landes oder eines Unternehmens wird sich zukünftig deutlich komplexer darstellen, da die langfristigen Planungen unter zunehmender Berücksichtigung von Unsicherheiten, wie z.B. hinsichtlich der Entwicklung der Brennstoffkosten, der Genehmigungspraxis, der Bauzeiten, der Umweltschutzaufgaben etc., erfolgen müssen. Es ist zu erwarten, daß der isolierte Investitionsvergleich zur Entscheidung zwischen verschiedenen Energieversorgungsoptionen zunehmend in den Hintergrund treten wird.

Investitionsstrategien unter Berücksichtigung von Unsicherheiten führten schon früh zur Entwicklung von Investitions-Portfolios, die einen Mix an Investitionsobjekten beinhalten und die Gewinnmaximierung bei minimalem unternehmerischen Risiko zum Ziel haben. Ein typisches Investitions-Portfolio beinhaltet Objekte, deren Werte unterschiedlich auf Marktveränderungen reagieren. Die Art der Zielsetzung bringt es mit sich, daß die Reaktion des gesamten optimalen Portfolios deutlich kleiner ist, als jede einzelne Portfolio-Komponente. Im folgenden wird zunächst kurz auf die der Portfolio-Selektion zugrunde liegende Theorie eingegangen, daran schließen sich Ähnlichkeitsbetrachtungen zur Energiewirtschaft an.

In der finanztheoretischen Literatur wird über die optimale Zusammensetzung eines Wertpapier-Portefeuilles sowie den Begriff der Portfolio-Selektion seit etwa zwei Jahrzehnten berichtet /33/. Der von *Markowitz* /34/, dem Begründer der Portfolio-Selektion gewählte Ansatz besteht aus zwei wesentlichen Bewertungskriterien: die zukünftig erwartete Kapitalrendite und das Risiko, letzteres die mögliche Abweichung vom Erwartungswert der Kapitalverzinsung. Die Kapitalverzinsung (Rendite) eines Portfolios läßt sich wie folgt berechnen:

$$R_p = \sum_{i=1}^N R_i x_i \quad (2)$$

es gilt:

R_p	=	Erwartungswert der Rendite des Portfolios
R_i	=	erwartete Rendite der Aktie (i)
x_i	=	relativer Anteil der Aktie (i) am Portfolio
N	=	Anzahl der Portfolio-Komponenten

Mit der Kapitalrendite als einzigem Bewertungskriterium für eine Investition würde nur eine Aktie, nämlich die mit der höchsten Rendite ausgewählt. Als Maß für die zweite Komponente, das Risiko, eignet sich die Varianz bzw. deren Quadratwurzel - die Streuung³, die sich aus der Wahrscheinlichkeitsverteilung der möglicherweise eintretenden Renditen ermitteln läßt.

$$S_i^2 = \sum_{(j)} (R_{ij} - R_i)^2 P(R_{ij}) \quad (3)$$

es gilt:

- S_i = Streuung (Standardabweichung) der Aktie (i)
- R_{ij} = mögliche Rendite der Aktie (i) im Fall (j)
- R_i = Mittelwert der Rendite der Aktie (i)
- $P(R_{ij})$ = Eintrittswahrscheinlichkeit des Falles (j) für die Aktie (i)

In Bild 3.5 sind für zwei Aktien mit gleichem Erwartungswert der Kapitalrendite von 10 % frei gewählte Beispiele aufgetragen. Unter der Annahme einer kontinuierlichen Normalverteilung liegt die Streuung (S_1) der ersten Aktie bei 5,5 %. Mit einer Streuung (S_2) von nur 2,6 % liegt die zweite Aktie günstiger und ist somit als risikoärmer zu bewerten.

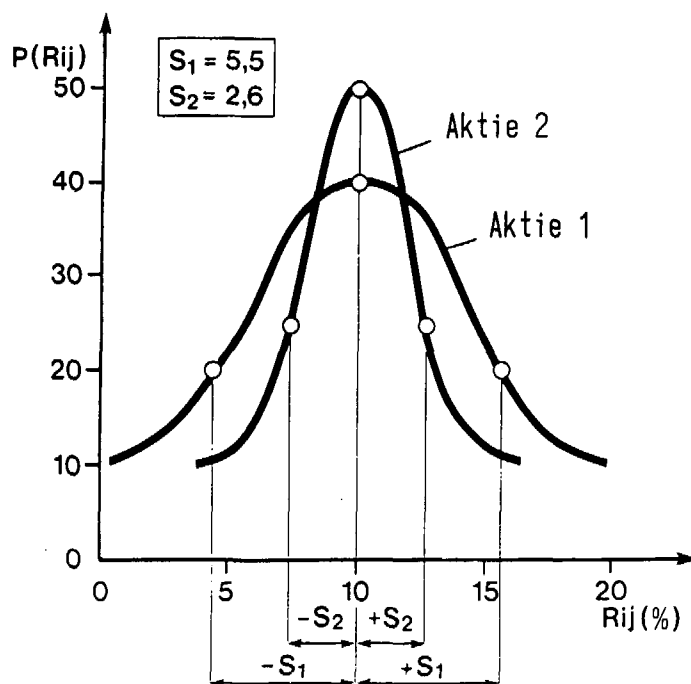


Bild 3.5: Wahrscheinlichkeitsverteilung der Renditen für zwei Aktien

³ auch Standardabweichung genannt

Die Berechnung der Streuung eines Portfolios am Beispiel von zwei Aktien ist in der nachfolgenden Formel (4) zusammengefaßt:

$$S_p^2 = x_1^2 S_1^2 + x_2^2 S_2^2 + 2 x_1 x_2 S_{12} \quad (4)$$

es gilt:

- S_p = Streuung des Portfolios
- x_1, x_2 = relativer Anteil der Aktie 1 bzw. der Aktie 2
- S_1, S_2 = Streuung der Aktie 1 bzw. der Aktie 2
- S_{12} = Kovarianz von Aktie 1 und Aktie 2

dabei ist

$$S_{12} = S_1 \cdot S_2 \cdot r_{12} \quad (5)$$

es gilt: r_{12} = Korrelationskoeffizient der Aktie 1 mit Aktie 2

Es muß also die Kovarianz, die den Interaktionseffekt zwischen den einzelnen Aktien auf das Gesamtrisiko berücksichtigt, ermittelt werden. Der Korrelationskoeffizient r_{12} kann zwischen +1 und -1 liegen. Das Gesamtrisiko eines Portfolios ist bei einem hohen positiven Korrelationskoeffizient, z.B. bei Aktien aus einem Land und einer gemeinsamen Branche wie beispielsweise der Automobilindustrie, am höchsten. Der Korrelationskoeffizient berechnet sich für das Beispiel mit 2 Aktien wie folgt:

$$r_{12} = \frac{S_{12}}{S_1 S_2} \quad (6)$$

liegen n Paare von Beobachtungswerten vor, so hat man

$$\begin{aligned} R_1 &= \frac{1}{n} \sum R_{1j} & R_2 &= \frac{1}{n} \sum R_{2j} \\ S_1^2 &= \frac{1}{n} \sum (R_{1j} - R_1)^2 & S_2^2 &= \frac{1}{n} \sum (R_{2j} - R_2)^2 \\ S_{12} &= \frac{1}{n} \sum (R_{1j} - R_1) (R_{2j} - R_2) \end{aligned} \quad (7)$$

dabei sind alle Summen über $j = 1, 2, \dots, n$ zu bilden.

Für alle möglichen Portfolio-Kombinationen können schließlich die Renditen (R_p) und das Risiko, d.h. die Standardabweichung (S_p) ermittelt werden. In Bild 3.6 sind beispielhaft zehn mögliche Portfolio-Kombinationen aufgetragen, die ein bestimmtes Feld abgrenzen. Die effizienten und somit gesuchten Rendite-Risiko-Kombinationen sind diejenigen Portfolios, die bei gegebenem Risiko die maximale Rendite ausweisen. In Bild 3.6 zeichnen sich somit vier effiziente Portfolios (1 bis 4) ab. Die endgültige Selektion ist schließlich von der individuellen Risikopräferenz des Entscheidungsträgers abhängig.

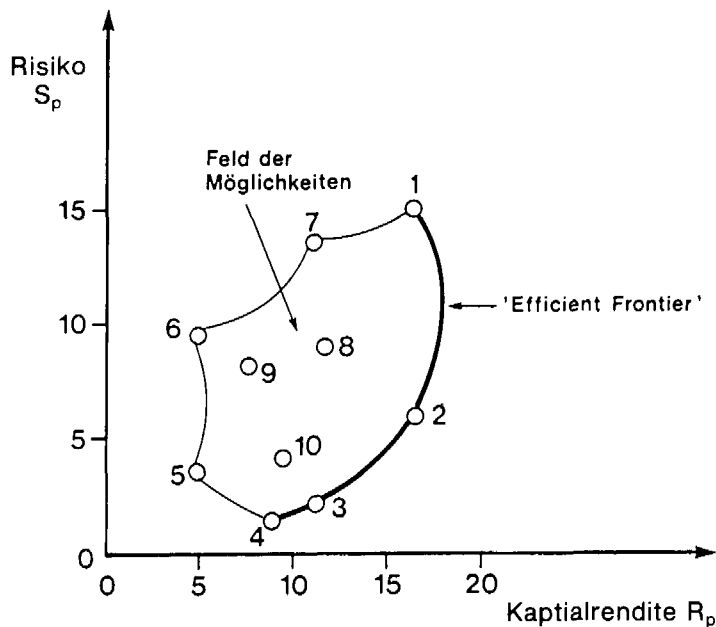


Bild 3.6: Mögliche Portfolio-Kombinationen in Abhängigkeit von Risiko und Rendite, in Anlehnung an /33/

Offensichtlich ist Portfolio 2 dem Portfolio 1 vorzuziehen, da es etwa dieselbe Rendite bei wesentlich niedrigerem Risiko bietet; im übrigen gilt für die effizienten Portfolios 2, 3 und 4 die gängige Regel: je kleiner das Risiko, je niedriger die Rendite.

Mit der Entwicklung von simultanen Investitionsmodellen ist der Ansatz der Portfolio-Selektion von *Markowitz* auch auf Sachinvestitionsmodelle übertragen worden. Auch wenn sich insbesondere die Ermittlung der Kovarianzen schwierig gestaltet, da die Deckungsbeiträge der einzelnen Produkte auf unsicheren Prognosen basieren, findet die vorgestellte Konzeption der Portfolio-Selektion unter anderem Anwendung bei Diversifikationsbemühungen der Industrieunternehmen. Die Zielsetzung besteht hier in der Risikostreuung und der damit verbundenen Stabilisierung der Gesamtunternehmenserträge. Dies kann z.B. durch Erweiterung des Produktsortiments, Expansion in neue geographische Absatzgebiete oder durch Aufgreifen von vollkommen neuen Marktsegmenten geschehen.

Um die Möglichkeit der Markteinführung von Hochtemperaturreaktoren zu diskutieren, wurde von /35/ der zuvor beschriebene Portfolio-Ansatz auf amerikanische Energieversorgungsunternehmen angewandt. In dieser Untersuchung wird der amerikanische MHTGR (139 MWe) als eine Komponente in einem Mix von Stromerzeugungsoptionen in der Grundlastversorgung gewählt. Das Portfolio setzt sich in diesem Fall aus insgesamt vier betrachteten Optionen zusammen: Kohlekraftwerk, Ölkraftwerk, fortgeschrittener LWR sowie HTR. In Bild 3.7 sind beispielhaft die gemittelten Jahreskosten in Indexform über der Streuung aufgetragen. Die Streuung berücksichtigt in diesem ausgewählten Beispiel die aus Vergangenheitsbetrachtungen ermittelten Abweichungen der Kapitalkosten, der Brennstoffkosten sowie der Betriebs-, Instandhaltungs- und Nachrüstungskosten. Während die Streuung der Kapitalkosten insbesondere durch die Bauzeit bedingt ist, begründen sich die Abweichungen bei den Nachrüstungskosten in erster Linie durch gesetzliche Auflagen.

Die Analyse kann sich auch auf andere, in den Rechnungen zu Bild 3.7 nicht berücksichtigte Parameter der Wirtschaftlichkeitsberechnung beziehen. So können auch die Form der Nutzung, wie z. B. eine Investition in modulare Technik und der damit sich anders darstellende Reservehaltungsaspekt, oder die Möglichkeit des Anlagenverlusts und damit verbundene versicherungstechnische Fragestellungen berücksichtigt werden.

Betrachtet man zunächst nur die gemittelten Jahreskosten der verschiedenen Stromerzeugungsoptionen, so stellt sich für amerikanische EVU-Verhältnisse in diesem Beispiel die Rangfolge - Kohlekraftwerk, HTR, fortgeschrittener LWR und Ölkraftwerk - ein. Das Ölkraftwerk ist aufgrund der deutlich höheren Streuung (Index ca. 190) und der hohen Kosten (Index ca. 145) in Bild 3.7 nicht mehr aufgeführt. Unter dem Gesichtspunkt der Streuung stellt sich für die betrachteten Optionen dagegen die Reihenfolge - HTR, Kohlekraftwerk, fortgeschrittener LWR, Ölkraftwerk - ein. Durch Zusammenstellung eines Anlagen-Mixes besteht nun nach dem Verständnis der Portfolio-Theorie die Möglichkeit, die erwarteten Kosten und die Streuung (Risiko) zu optimieren. Bei den hier dargestellten Rechnungen liegt theoretisch die größte 'Nützlichkeit' im Punkt B.

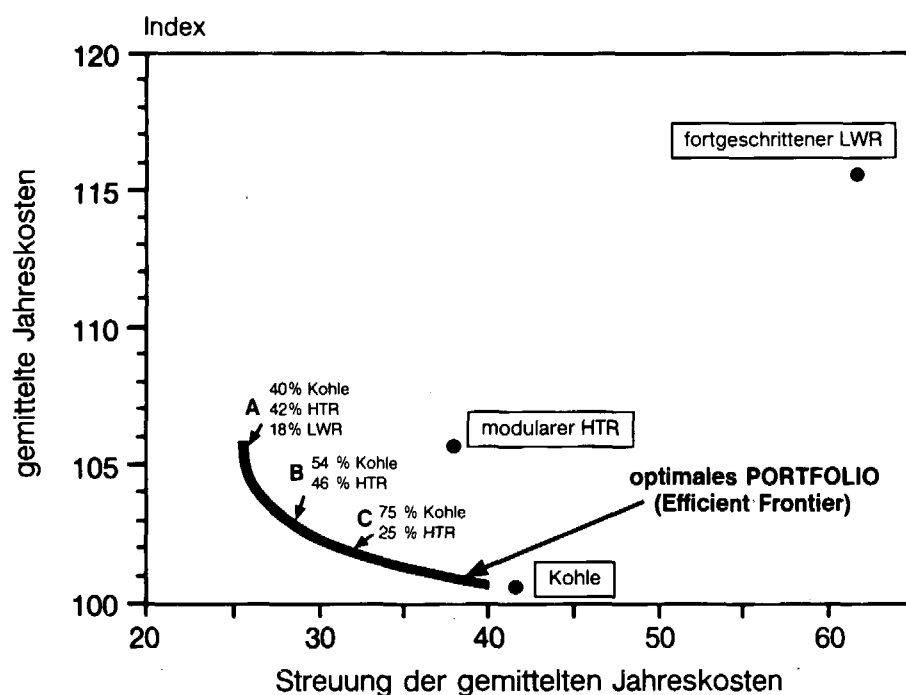


Bild 3.7: Beispiel zur Anwendung der Portfolio-Selektion bei der Grundlaststromerzeugung für amerikanische Energieversorgungsunternehmen nach /35/

Die Verwendung der Portfolio-Selektion zeigt, daß Entscheidungen unter Berücksichtigung von Unsicherheit zu einer anderen Beurteilung als durch den isolierten 'strengen' Investitionsvergleich führen können. Bei einem übergeordneten Ziel, wie z. B. die Streuung bei den Kosten zu minimieren, kann ein Investitionsmix sinnvoll werden. Die Übertragung dieser Überlegungen auf die Struktur der Energieerzeugung zeigt, daß solch ein Investitionsmix auch Anlagen mit unterschiedlich hohen Kosten beinhalten kann, solange keine signifikanten Abweichungen, wie z.B. im Falle des Ölkraftwerks, vorliegen.

Die von /35/ für amerikanische EVU durchgeführten Rechnungen sind nicht ohne weiteres auf die bundesdeutschen Verhältnisse, wie z.B. auf die industrielle Prozeßdampfversorgung, abzubilden. Hier sind andere Konkurrenzanlagen und Betriebsverhältnisse zu analysieren. Des weiteren ist zu berücksichtigen, daß die Entscheidung für eine bestimmte Portfolio-Selektion die individuelle Risikopräferenz auch berücksichtigt. Sensitivitätsanalysen können hier Aufschluß über die Auswirkungen der in einem plausiblen Rahmen getroffenen individuellen Risikopräferenzen geben.

Aus diesen Gründen kann im Rahmen der vorliegenden Arbeit das Nukleare Potential, d.h. der nuklear zu deckende Anteil des Prozeßdampfbedarfs je Standort, nicht konkret aus der Portfolio-Theorie hergeleitet werden. Es wird daher in Anlehnung an die vorstehenden Überlegungen des weiteren als Arbeitshypothese für das Nukleare Potential von einer Obergrenze je Standort in Höhe von 50 % des Technischen Potentials ausgegangen. Diese Annahme prägt auch die Ergebnisse der nachfolgenden Potentialermittlung. Die Resultate der in Kap. 3.5 durchgeführten Wirtschaftlichkeitsanalyse zur industriellen Prozeßdampf- und Stromerzeugung werden dann aber im Sinne der Portfolio-Theorie diskutiert.

In den verschiedenen Wirtschaftszweigen besteht eine unterschiedlich stark ausgeprägte Differenz zwischen dem Prozeßdampfbedarf im Winter und im Sommer. In Bild 3.8 ist der monatliche Prozeßdampfbedarf von zwei Unternehmen der Grundstoffchemie sowie die typische Charakteristik des Wärmebedarfs einer Papierfabrik und einer Maschinenfabrik dargestellt. Mit Ausnahme der Maschinenfabrik unterscheidet sich der Bedarf in der Sommerzeit von dem Höchstbedarf in den Wintermonaten bei diesen Beispielen um etwa 15 - 35 %. Des weiteren ist zu beachten, daß nukleare Anlagen beim Einsatz zur Kraft-Wärme-Kopplung auch bei prozeßwärme-reduzierenden Maßnahmen voll ausgelastet sein müssen. Mit den zuvorstehend getroffenen Annahmen zum Nuklearen Potential wird diesem Sachverhalt hinreichend Rechnung getragen.

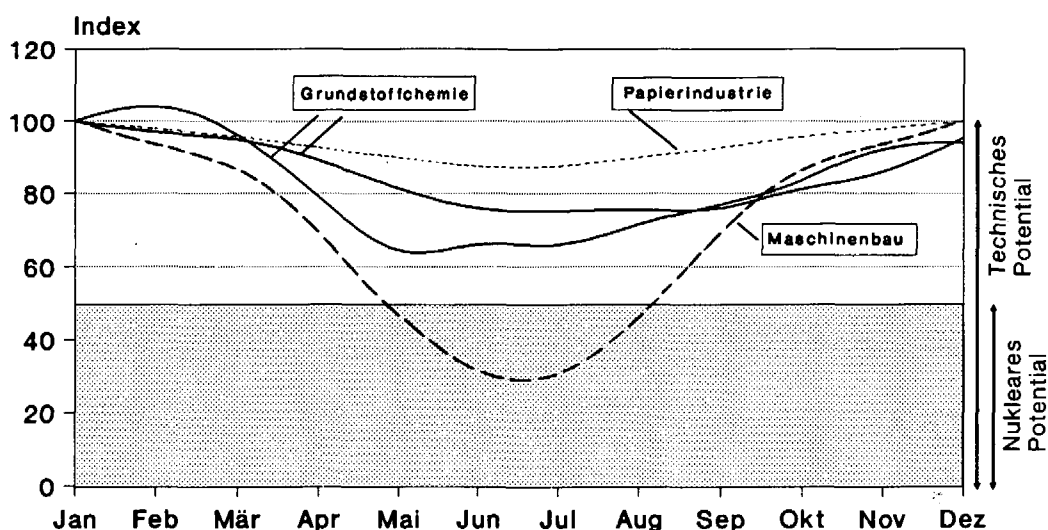


Bild 3.8: Verlauf des monatlichen Prozeßdampfbedarfs für Standorte der Grundstoffchemie, Wärmebedarfscharakteristik einer Papier- und einer Maschinenfabrik /36, 38, 59/

Als wesentliche Bestimmungsgröße zur Ermittlung der für die Markteinführung in Frage kommenden Standorte wird die Altersstruktur der bestehenden Dampfkesselanlagen herangezogen. Es wird standortbezogen berechnet, wie sich der altersbedingte Ersatzbedarf im Zeitraum 1996 - 2005 darstellt. Hierbei wird davon ausgegangen, daß sich der für das Jahr 2000 prognostizierte industrielle Prozeßdampfbedarf in diesem Zeitraum nicht wesentlich verändert. Bei der Ermittlung des altersbedingten Substitutionspotentials bleiben diejenigen Kessel von der Betrachtung ausgenommen, die sowohl mit nichtkommerziellen, teilweise branchenspezifischen Brennstoffen, wie z.B. Laugen, Rinden und Restprodukten, als auch mit Abwärme beheizt werden. Hier wird aufgrund der firmenintern gewachsenen Energieversorgungsstruktur für nukleare Anlagen auch zukünftig kein Substitutionspotential gesehen.

Bei der technischen Lebensdauer der Kesselanlagen wird unabhängig vom Baujahr sowie des verwendeten Brennstoffs eine Betriebszeit von 30 Jahren unterstellt. Hierbei ist zu betonen, daß die unterstellte technische Lebensdauer in der industriellen Praxis nicht das alleinige Kriterium darstellt. Bei unterschiedlichen Randbedingungen kann auch schon nach der Abschreibungszeit eine Substitution der installierten Energieerzeugungsanlagen für das Unternehmen wirtschaftlich sinnvoll sein.

Durch die Anforderungen der Umweltschutzverordnungen (Großfeuerungsanlagenverordnung /39/, TA-Luft /40/) können des weiteren die unterstellten Reaktionen der betroffenen Anlagenbetreiber Einfluß auf den zeitlichen Ersatzbedarf nehmen, indem z.B. ältere Anlagen nicht mehr nachgerüstet, sondern durch Neuanlagen substituiert werden. Nach der GFAVO sowie der TA-Luft sind die betroffenen Anlagen bis Mitte 1988 nachzurüsten oder bis Mitte 1993 stillzulegen. Der Geltungsbereich dieser beiden Verordnungen variiert zwischen Anlagengröße (Feuerungswärmeleistung) und Brennstoffeinsatz. Hierbei stellt die TA-Luft die Fortsetzung der GFAVO in den Bereich kleinerer Anlagengrößen dar.

Hinsichtlich der industriellen Dampfkessel ist zu erwarten, daß die unterstellte technische Lebensdauer von den Umweltschutzauflagen unbeeinflußt bleibt. Da der überwiegende Anteil der Kessel unter 300 MW Feuerungswärmeleistung liegt, sind die bestehenden Anlagen mit vertretbarem Aufwand wohl zu erfüllen /41/, ohne daß eine, die Potentialermittlung deutlich beeinflussende zeitliche Vorverlegung des Ersatzbedarfs zu erwarten ist. Eine geringfügig verlängerte Nutzungsdauer der Anlagen aufgrund weitergehender Ertüchtigungsmaßnahmen ist im Rahmen der eher tendenziellen Aussage hinsichtlich der Kessellebensdauer nicht von wesentlicher Bedeutung.

Zur Ermittlung des Markteinführungspotentials wird standortbezogen geprüft, ob der altersbedingte Ersatzbedarf über der Mindestdampfabgabe der nuklearen Referenzanlagen liegt. Die Übertragung der für die einzelnen Standorte ermittelten Potentiale auf die unterschiedliche Dampfabgabe der beiden Hochtemperaturreaktoren führt auf die Anzahl der jeweils einzusetzenden nuklearen Anlagen (Nukleares Anlagenpotential). Zur Markteinführung wird unterstellt, daß im Betrachtungszeitraum 1996 - 2005 nur jeweils eine Doppelblockanlage je Standort die Chance zur Realisierung hat, auch wenn die Höhe des zuvor ermittelten Nuklearen Potentials eine größere Anlagenleistung, wie z.B. 3er- oder 4er-Anlagen, zuläßt.

Sensitivitätsanalysen zu den einzelnen Potentialangaben sowie eine Wirtschaftlichkeitsanalyse zur industriellen Prozeßdampf- und Stromerzeugung runden diesen Teil der Arbeit ab und lassen branchenspezifische, regionale und zeitliche Schwerpunkte für die Markteinführung erkennen.

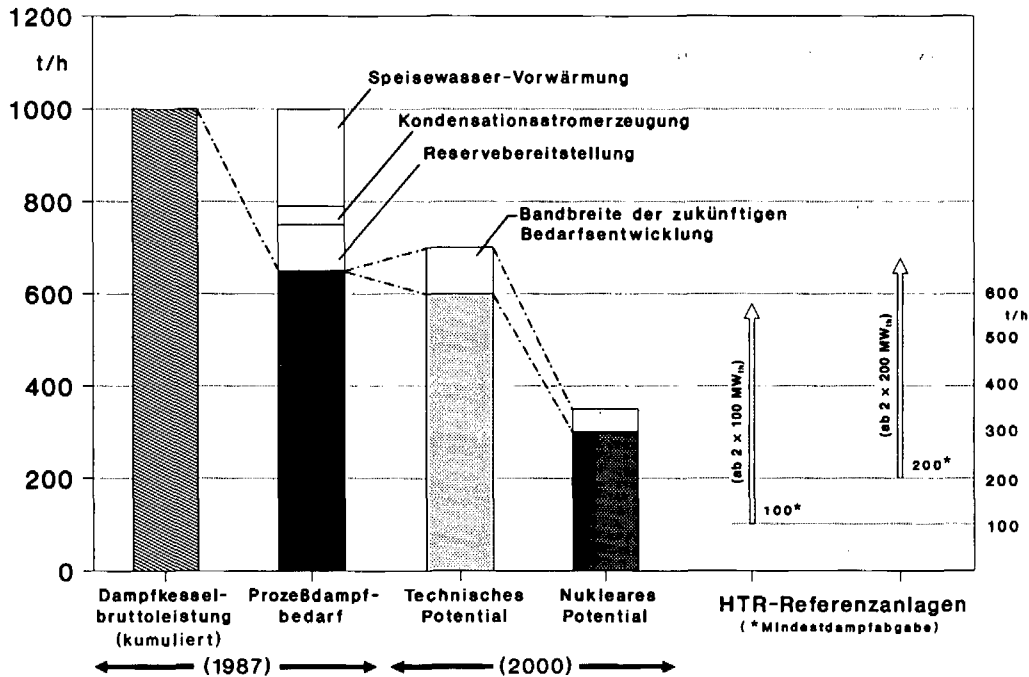


Bild 3.9: Methodisches Vorgehen bei der Potentialermittlung zur industriellen Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen am Beispiel eines Standorts mit 1000 t/h Dampfkesselbruttolleistung

In Bild 3.9 ist das methodische Vorgehen beispielhaft für einen Standort mit 1000 t/h **Dampfkesselbruttolleistung** nochmals zusammengefaßt dargestellt. Nach Berechnung des Dampfbedarfs zur Speisewasservorwärmung und Kondensationsstromerzeugung sowie der Reservevorhaltung erhält man den **Prozeßdampfbedarf** im Jahre 1987. Die Prognose dieses Dampfbedarfs bis zum Jahre 2000 führt auf das sogenannte **Technische Potential**. Der hiervon mit kerntechnischen Anlagen zu deckende Anteil wird durch das **Nukleare Potential** beschrieben, das aus Überlegungen zur Portfolio-Theorie definiert wird. Im Gegensatz zum Nuklearen Potential beachtet das **Markteinführungspotential** den altersbedingten Ersatzbedarf der Dampfkesselleistung an den einzelnen Standorten sowie Restriktionen hinsichtlich der substituierbaren Energieträger. Die Übertragung dieser Ergebnisse auf die unterschiedliche Prozeßdampfabgabe der beiden HTR-Referenzanlagen führt schließlich auf die Anzahl der jeweils einzusetzenden nuklearen Anlagen (**Nukleares Anlagenpotential**) der Leistungsgröße von 100 MWth bzw. 200 MWth.

3.3 Branchen- und standortspezifische Analyse

3.3.1 Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung

Überblick

Die Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie kann als zweistufige Branche angesehen werden. Sie umfaßt sowohl die Herstellung der Ausgangsstoffe (Zellstoff, Holzschliff) als auch die eigentliche Weiterverarbeitung dieser Vorprodukte zu Papier und Pappe. Dies geschieht zum Teil im Produktionsverbund, man spricht dann von integrierten Betrieben.

Die überaus starke Nachfrage nach Papier- und Pappeprodukten hat den Endenergiebedarf der Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- und Pappeindustrie - im folgenden vereinfachend Papierindustrie genannt - bis gegen Ende der '70er Jahre deutlich ansteigen lassen. Mit rd. 3,7 Mio t SKE zählte diese Branche im Referenzjahre 1987 zu den bedeutenden industriellen Endenergieverbrauchern. Der Strombedarf lag bei rd. 9,8 TWh, hiervon wurden fast 50 % in Eigenanlagen erzeugt. Der hohe Bedarf an Niedertemperatur-Prozeßwärme im Bereich von etwa 50 - 170° C begünstigt die Eigenstromerzeugung auf Basis der Kraft-Wärme-Kopplung. In Tab. 3.4 sind weitere, die Papierindustrie beschreibende Kenngrößen zusammengestellt.

Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	3,7	
/1/	Stromverbrauch	1,2	9,8
/2/	Eigenstromerzeugung	0,6	4,7
/3/	Brennstoffverbrauch (zur Eigenstromerzeugung)	1,2	
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	164	
/2/	Beschäftigte	47,8 Tsd	
/6/	Produktion	9,9 Mio t Papier und Pappe	
/8/	Bruttowertschöpfung	5,7 Mrd DM	
/2/	Umsatz	15,8 Mrd DM	
/5/	Energieaufwendungen in % des Umsatzes (im Jahre 1980)	10,4 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

Tab. 3.4: Kenngrößen der Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

Die Papiererzeugung benötigt als Prozeßenergie hauptsächlich Dampf, Heißluft und Strom. Während Elektrizität in erster Linie den Kraft- bzw. Lichtbedarf abdeckt, dienen die fossilen Energieträger überwiegend zur Prozeßdampferzeugung.

In den letzten Jahren ist zusätzlich eine verstärkte Nutzung von Produktionsabfällen wie Laugen, Rinden und Schlämme zu verzeichnen, die in Bild 3.10 aufgrund der Erfassungssystematik der Energiebilanz nicht berücksichtigt werden. Diese verstärkte Restproduktnutzung beträgt zur Zeit etwa 0,5 Mio t SKE und ist unter anderem auch ausschlaggebend dafür, daß sich der in Bild 3.10 dargestellte Endenergieverbrauch seit dem Einschnitt Mitte der '70er Jahre im Gegensatz zur Papier- und Pappeproduktion nicht mehr wesentlich erhöht hat. Im Verlauf der letzten Jahre ist eine Stagnation im Bereich um 3,5 Mio t SKE erkennbar.

Mit Beginn der '60er Jahre haben sich erhebliche Anteilsverschiebungen innerhalb der Endenergieträger vollzogen. Steinkohle wurde durch schweres Heizöl und dieses wiederum durch Erdgas substituiert. Gleichzeitig konnte die Elektrizität sowohl ihren relativen Marktanteil als auch den absoluten Verbrauch stetig ausweiten.

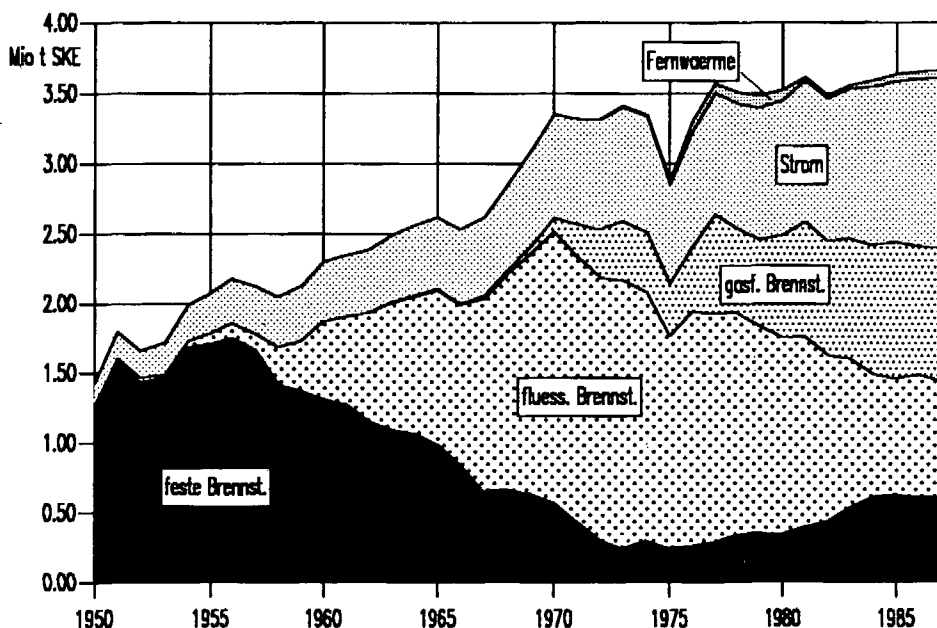


Bild 3.10: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55] von 1950 - 1987 /1/

Die Struktur des Energieverbrauchs ist von der wärmetechnischen Verwendung im Nieder-temperaturbereich bestimmt. Im Jahre 1982 wurden rd. 2,3 Mio t SKE direkt in der Produktion hauptsächlich zur Prozeßdampferzeugung eingesetzt /7/. Der Einsatz des schweren Heizöls liegt hier bei knapp 50 %, obgleich seit Mitte der '70er Jahre eine rückläufige Tendenz zugunsten des Erdgases zu erkennen ist. Der Steinkohleeinsatz zur Prozeßwärmeerzeugung ist von untergeordneter Bedeutung.

Wie bereits angesprochen und in Bild 3.11 dargestellt, deckte die Eigenstromerzeugung mit rd. 4,7 TWh im Jahre 1987 etwa die Hälfte des Strombedarfs der Papierindustrie. Die Eigenstromerzeugung lag auch in den '70er Jahren relativ konstant bei etwa 5 TWh und ist somit nicht dem gestiegenen Strombedarf der Branche gefolgt.

Der relativ große Prozeßdampfbedarf bei gleichzeitigem Elektrizitätsbedarf hat in der Papiererzeugung schon sehr früh zu einer eigenen, integrierten Energieversorgung mit Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen geführt. Es kommen überwiegend Gegendruck- und Entnahmekondensationsmaschinen zum Einsatz. Die installierte Nennleistung der Antriebsmaschinen lag im Jahre 1987 bei rd. 1260 MWe und verteilt sich zu etwa gleichen Anteilen auf die beiden genannten Anlagentypen /3/. Reine Kondensationsmaschinen sowie Wasser- und Gasturbinen finden in der Papierindustrie zur Zeit kaum Verwendung. Der Brennstoffbedarf zur Eigenstromerzeugung lag im Jahre 1987 bei etwa 1,2 Mio t SKE. Gas, Heizöl und Kohle sind hier in etwa gleichen Anteilen vertreten.

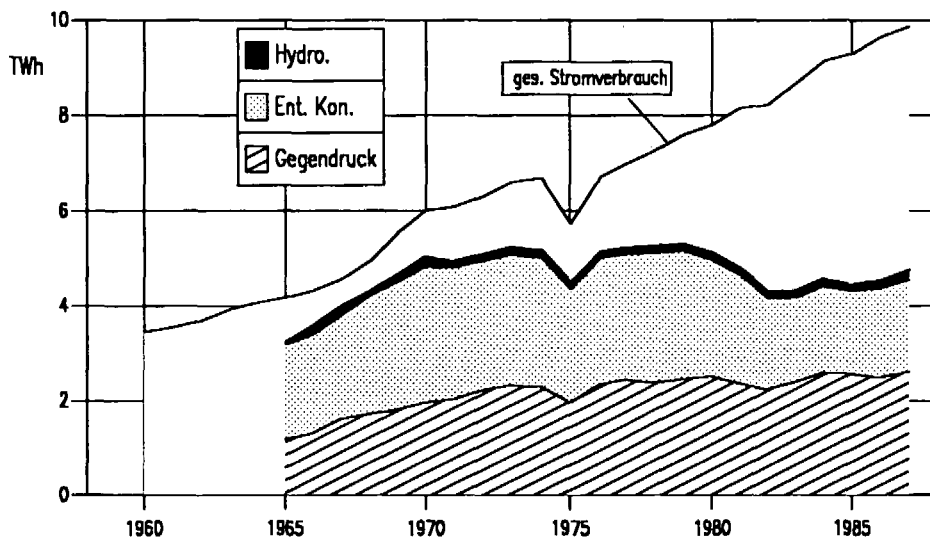


Bild 3.11: Entwicklung des Stromverbrauchs von 1960 - 1987 und der Eigenstromerzeugung von 1965 - 1987 in der Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55] /1, 3/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die bisherigen Ausführungen haben einen ersten Überblick auf die Energieversorgung der Papierindustrie gegeben. Für die Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßdampfversorgung können aber generelle, den gesamten Wirtschaftszweig umfassende Aussagen nicht die notwendige Detaillierungstiefe darstellen.

In Bild 3.12 ist die Leistungsstruktur der Dampfkessel in der Papier- und Pappeindustrie ausgewiesen. Daraus lassen sich folgende wesentliche Aussagen gewinnen: Es sind 278 Dampfkessel mit einer Bruttoleistung von insgesamt rd. 9300 t/h erfaßt. Etwa 60 % der Kessel liegen in einem Bereich bis 25 t/h mit etwa 2400 t/h kumulierter Leistung. Im Bereich der größeren Dampferzeuger (> 50 t/h) sind über 50 Kessel mit insgesamt über 4600 t/h installiert. Die größten einzelnen Kesselleistungen liegen in der Papierindustrie bei etwa 150 t/h. Bei der Wahl der Feuerungsstruktur zeigt sich, daß über 50 % der

gesamten installierten Leistung mit einer Öl- bzw. Öl-Mischfeuerung betrieben wird. Dies dokumentiert die hier immer noch große Bedeutung der flüssigen Energieträger. Etwa 10 % der Kesselleistung wird mit nichtkommerziellen Brennstoffen, wie z.B. Laugen, Rinden und Schlämmen, befeuert.

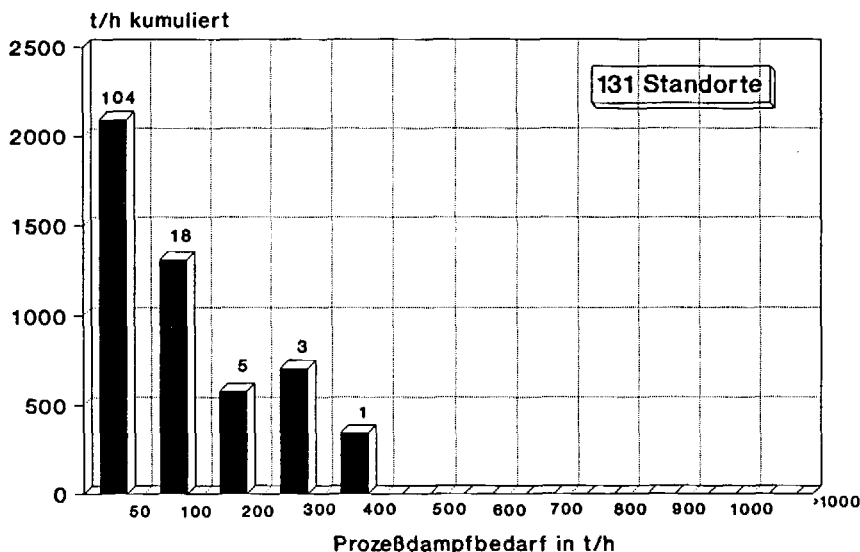
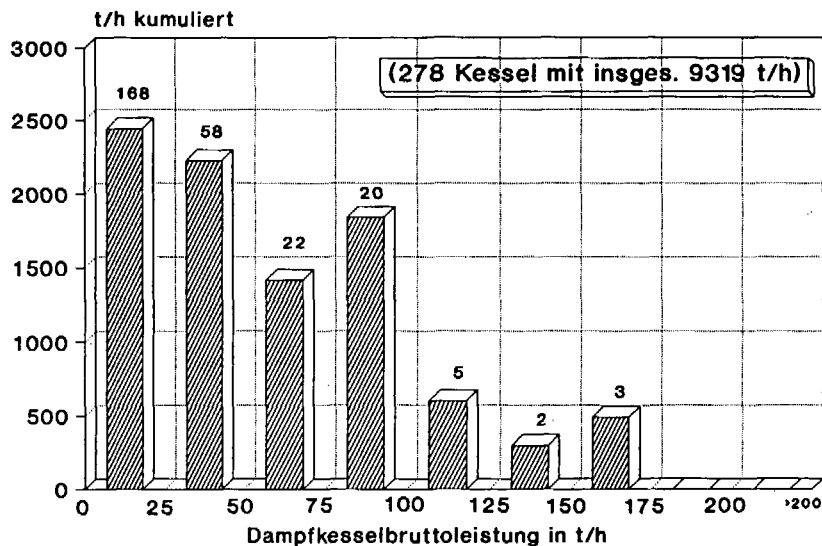


Bild 3.12: Leistungsstruktur der Dampfkessel und Prozeßdampfbedarf in der Zellstoff-, Papier- und Pappeherzeugung [55] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Die Anzahl der Betriebe der Papierindustrie ist seit Mitte der '60er Jahre deutlich rückläufig. Im Jahre 1987 waren dieser Branche noch 164 Betriebe zugeordnet /2/. Bei einem breiten Spektrum der Betriebsgrößen hatten 22 Unternehmen eine Kapazität von über 100.000 t Papier, Karton und Pappe. Diese Unternehmen bestritten im Jahre 1987 rd. drei Viertel (7,3 Mio t) der gesamten bundesdeutschen Papier- und Pappeherzeugung von 9,9 Mio t /6/. Eine Produktionskonzentration auf größere Betriebe ist in dieser Wirtschaftsgruppe somit deutlich erkennbar.

Die standortbezogene Zusammenfassung der Dampfkessel in der Papierindustrie führt auf 131 Unternehmen. Die mit dem HTR-Einsatz korrespondierende Kenngröße - der Prozeßdampfbedarf - weicht deutlich von der je Standort installierten Dampfkesselbruttoleistung ab, so daß zur Ermittlung des Prozeßdampfbedarfs sowohl der Dampfeinsatz zur Speisewasservorwärmung und zur Kondensationsstromerzeugung, als auch die Reservebereitstellung berechnet werden muß. Man erhält somit den Dampfbedarf für Produktionszwecke im Jahre 1987, der in Bild 3.12 nach Größenklassen zusammengefaßt dargestellt ist. Die Rechnungen zeigen, daß über 120 Unternehmen unter einem Prozeßdampfbedarf von 100 t/h liegen, der überwiegende Teil sogar unterhalb von 50 t/h.

Zur Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs in der Papierindustrie bietet sich der Brennstoffeinsatz von Kohle, Öl und Gas an, da dieser zu etwa 90 % zum Direkteinsatz in der Produktion hauptsächlich zur Dampferzeugung Verwendung findet.

Wie in Bild 3.13 dargestellt, ist seit Beginn der '70er Jahre eine Stagnation des Brennstoffverbrauchs in einem Bereich um 2,5 Mio t SKE zu verzeichnen. Bei einer seit dem Jahre 1960 deutlich gestiegenen Papier- und Pappeproduktion von 3,4 auf 9,9 Mio t (1987) läßt der spezifische Brennstoffeinsatz im Verlauf der letzten zweieinhalb Jahrzehnte einen deutlichen Rückgang von über 50 % auf derzeit etwa 0,25 t SKE/t Papier und Pappe erkennen ⁴. Nach /42/ kann diese fallende Tendenz auf eine laufende Verbesserung in der Technologie der Herstellungsprozesse, wie z.B. bei den Pressepartien und Trockenhauben, Vergrößerung der Anlagen, Verringerung von Ausschub etc., zurückgeführt werden. Als Besonderheit und eingangs bereits angesprochen findet sich in der Papierindustrie eine verstärkte Restproduktnutzung insbesondere von Laugen, die aufgrund der Erfassungssystematik der Energiebilanz nicht berücksichtigt ist. Die abfallende Tendenz des spezifischen Brennstoffeinsatzes dürfte unter Berücksichtigung der Restproduktnutzung im Verlauf des letzten Jahrzehntes nicht die in Bild 3.13 dargestellte Dynamik entwickelt haben.

Hinsichtlich der zukünftigen Entwicklung wird in Anlehnung an /43/ unterstellt, daß sowohl durch den Einsatz neuer Technologien mit brennstoffsparenden Effekten (Technologieeffekte) als auch durch den Strukturwandel innerhalb der Branche (Produktstruktureffekte) nur noch eine geringe Verminderung des Energieverbrauchs bewirkt werden kann. Umgerechnet in spezifische Verbrauchswerte liegen die möglichen maximalen Einsparungen etwa bei dem derzeit vorherrschenden Niveau, so daß für die zukünftige Entwicklung des Brennstoffbedarfs und somit in erster Näherung auch des Prozeßdampfbedarfs die entscheidende Bestimmungsgröße bei der mengenmäßigen Produktion liegen wird.

Die bisherige Kapazitätsentwicklung in der Papier-, Karton- und Pappeerzeugung konnte einen deutlichen Anstieg auf 10,9 Mio t im Jahre 1987 verzeichnen. Nach /44/ planen die bundesdeutschen Unternehmen, ihre Kapazitäten um weitere 2 Mio t bis zu Beginn der '90er Jahre auszubauen.

⁴ Bedingt durch ein breites Sorten- und Qualitätsspektrum der Zellstoff-, Holzschliff-, Papier- und Pappeherstellung können die auf den Niveau der Gesamtbranche ermittelten Angaben von unternehmensspezifischen Werten abweichen.

Demgegenüber gibt es bei der, den Energiebedarf letztlich bestimmenden Papier- und Pappeproduktion Anzeichen, daß die längerfristige Wachstumsentwicklung der in Gewichtseinheiten erfaßten Produktion nicht die Dynamik der Vergangenheit beibehält, sondern sich eher ein leichtes Wachstum auf hohem Produktionsniveau einstellt. Eine europaweite Entstehung von Überkapazitäten in bestimmten Sortenbereichen läßt bei einer ausgeprägten Handelsverflechtung zunehmenden Konkurrenzdruck erwarten, so daß in Frage steht, ob der Inlandsverbrauch eine sich möglicherweise abschwächende Ausfuhrentwicklung kompensieren kann. Im Inlandsmarkt sind insbesondere die Entwicklungen in der Papier und Pappe Verarbeitenden Industrie sowie im Bereich der Druckerzeugnisse zu beachten. Hier sind Tendenzen zu erkennen, die eine längerfristige Produktionsausweitung der Papierindustrie begrenzt erscheinen lassen. Restriktiv dürften sich weitgehend gesättigte Märkte der privaten Nachfrage, eine leicht rückläufige Bevölkerungsentwicklung sowie das Vordringen elektronischer Kommunikations- und Informationsmittel auswirken. Letztere dürften besonders den Papierkonsum im Geschäftsbereich auf lange Sicht hinaus zurückdrängen, auch wenn zur Zeit die elektronische Datenverarbeitung noch einen ansteigenden Papierbedarf erkennen läßt. Einen, die Papiererzeugung steigernden Einfluß dürfte dagegen die Ausweitung von Verpackungsmaterial in den Wachstumsbranchen vor allem des Investitionsgütergewerbes, wie z.B. der Elektrotechnik und bei den EDV-Anlagen, nehmen /vgl. 45/. Insgesamt wird bis zur Jahrhundertwende für Papier und Pappe ein Produktionsvolumen in einer Bandbreite zwischen 10 und 11 Mio t erwartet.

Bei der mit einem relativ hohen Dampfbedarf verbundenen Zellstoffproduktion (1987: 0,8 Mio t), die vielfach im Produktionsverbund mit den Papierfabriken arbeitet, wird ebenfalls keine wesentliche Produktionsausweitung erwartet, obgleich zur Zeit nur etwa ein Drittel der benötigten Zellstoffmenge innerhalb der Bundesrepublik Deutschland hergestellt wird.

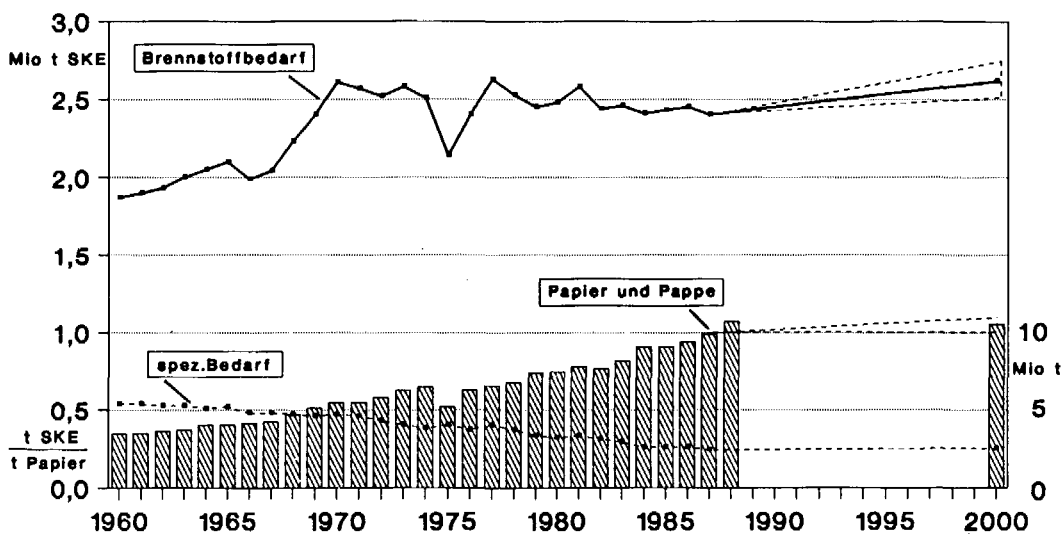


Bild 3.13: Entwicklung und Prognose der Papier- und Pappeproduktion und des Brennstoffbedarfs in der Zellstoff-, Papier- und Pappeherstellung [55] von 1960 - 2000 /1, 6/ und eigene Berechnungen

Unter den beschriebenen Annahmen würde sich der Brennstoffbedarf bis zur Jahrhundertwende zwischen 4 und 15 % erhöhen. Die weitere Erschließung von zusätzlichen Rückstandsbrennstoffen ist nach /43/ gering und dürfte somit keine wesentliche Rolle spielen. Die entsprechenden Verhältnisse sind in Bild 3.13 dargestellt. Gegenüber dem in dieser Arbeit verwendeten mengenmäßigen Ansatz liegt eine Prognose aus dem Jahre 1989 /47/, die auf Basis monetärer Bezugsgrößen erstellt wurde, am unteren Ende der hier erwarteten Bandbreite.

Zur Abschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs (Technisches Potential) wird für die Papierindustrie eine Produktion von 10,5 Mio t Papier und Pappe zur Jahrhundertwende unterstellt. Dem entsprechend erhöht sich bei konstanten spezifischen Verbrauchswerten der Brennstoffeinsatz und somit in erster Näherung auch der Prozeßdampfbedarf. Gegenüber dem Referenzjahr 1987 wird ein Anstieg um etwa 10 % erwartet. Es wird davon ausgegangen, daß sich dieser produktionsbedingte Anstieg gleichmäßig auf alle Standorte verteilt.

In Bild 3.14 sind für die größten Standorte der Papierindustrie die entsprechenden Verhältnisse dargestellt. Es ist zu erkennen, daß sich vier Unternehmen deutlich abgrenzen, für die um die Jahrhundertwende ein Dampfbedarf für Produktionszwecke von über 200 t/h ermittelt wurde.

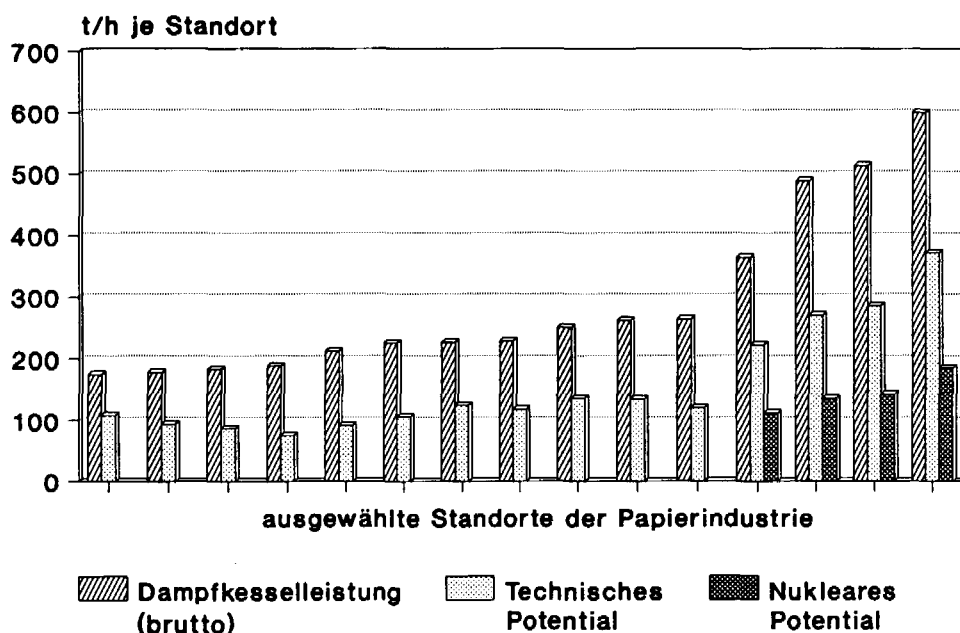


Bild 3.14: Dampfkesselbruttoleistung im Jahre 1987, Technisches und Nukleares Potential im Jahre 2000 für ausgewählte Standorte der Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55] /29/ und eigene Berechnungen

Zur Ermittlung des Nuklearen Potentials wird für die einzelnen Standorte eine Obergrenze unterstellt, die bei 50 % des zuvor ermittelten Technischen Potentials liegt. Diese Arbeitshypothese führt zu vier Industriestandorten, die zur Jahrhundertwende einen nuklear zu deckenden Prozeßdampfbedarf zwischen 100 und 200 t/h aufweisen.

In Bild 3.15 wird der für die einzelnen Standorte ermittelte zukünftige Prozeßdampfbedarf (Technisches Potential) über eine Sensitivitätsbetrachtung variiert, um den Einfluß auf das Nukleare Potential aufzuzeigen. Ausgehend vom Basisfall wird der Prozeßdampfbedarf in einem Bereich von $\pm 20\%$ verändert. Als Ergebnis ist zu erkennen, daß auch bei Überschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs von bis zu 20% keine wesentliche Abweichung von dem berechneten Basisfall zu erwarten ist. Bei einem gegenüber dem Basisfall um 10% höherliegenden Prozeßdampfbedarf ist an einem Standort der Einsatz der größeren Referenzanlage ($2 \times 200 \text{ MWth}$) möglich. Insgesamt wird aber deutlich, daß sich bei der hier gewählten methodischen Vorgehensweise die Prozeßdampfabgabe einer $2 \times 100 \text{ MWth}$ -Anlage besser in das Bedarfsprofil der bundesdeutschen Papierindustrie integrieren läßt.

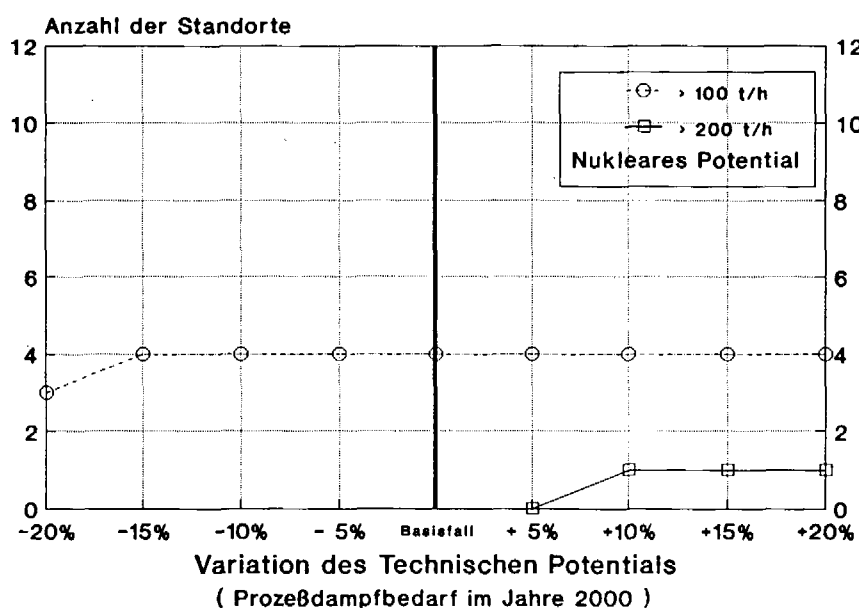


Bild 3.15: Sensitivitätsanalyse zum Prozeßdampfbedarf der Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55] im Jahre 2000

Im Gegensatz zum Nuklearen Potential berücksichtigt das Markteinführungspotential den zeitlichen Substitutionsbedarf der Dampfkesselleistung an den einzelnen Standorten. Unter Beachtung der Altersstruktur der Kesselanlagen sowie der in der Papierindustrie zum Teil eingesetzten nichtkommerziellen Brennstoffe wie Laugen und Rinden, für die kein Substitutionspotential durch nukleare Anlagen erwartet werden kann, ergibt sich für alle vier Industriestandorte im Untersuchungszeitraum 1996 - 2005 ein Ersatzbedarf, der über der Mindestschwelle von 100 t/h liegt. Die als Substitutionspotential ermittelten Kessel werden überwiegend mit Ölfeuerungen bzw. Öl-Gas-Mischfeuerungen betrieben.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Die Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie gehört zu den großen industriellen Endenergieverbrauchern, die sowohl einen hohen Prozeßdampfbedarf im Niedertemperaturbereich aufweisen, als auch eine Produktionskonzentration auf größere Betriebe erkennen lassen. Die Zusammenfassung der Ergebnisse für die Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen zeigt, daß im Jahre 2000 ein Nukleares Potential an insgesamt vier Industriestandorten vorhanden ist, das jeweils den Einsatz der kleineren Referenzanlage (2 x 100 MWth) erlaubt. Die Leistungsgröße dieser Doppelblockanlage läßt sich gut in das Bedarfsprofil der Papierindustrie integrieren. Alle ermittelten Standorte weisen noch vor der Jahrhundertwende einen genügend hohen Ersatzbedarf auf, so daß das Nukleare Potential gleichzeitig auch das Markteinführungspotential darstellt. Die Ergebnisse der Sensitivitätsanalyse lassen sowohl bei Unter- als auch Überschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs keine wesentlichen Abweichungen vom Basisfall erkennen. Insgesamt ergibt sich somit ein Nukleares Anlagenpotential von 8 Anlagen zu je 100 MWth.

Bei den größeren Standorten der Papierindustrie liegt die Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen bei etwa 6000 - 7000 h/a, teilweise auch darüber /31/. Dies ermöglicht den Betrieb der nuklearen Anlagen im Grundlastbereich. Tab. 3.5 stellt die Ergebnisse der wärmeorientierten Potentialermittlung nochmals in zusammengefaßter Form dar.

Papier- und Pappeerzeugung [55]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	131	9.319 t/h	25	5.737 t/h	11	3.642 t/h
	Prozeßdampfbedarf	131	5.031 t/h	9	1.626 t/h	4	1.048 t/h
2000	Technisches Potential	131	5.536 t/h	11	2.003 t/h	4	1.153 t/h
	Nukleares Potential			4	577 t/h	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			4		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	8 Anlagen	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	8 Anlagen	–

Tab. 3.5: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Zellstoff-, Papier- und Pappeerzeugung [55]

3.3.2 Chemische Industrie

Überblick

Nach der Eisenschaffenden Industrie hat die Chemische Industrie den zweitgrößten industriellen Endenergieverbrauch. Hinsichtlich des Strombedarfs ist diese Branche der mit weitem Abstand bedeutendste Verbraucher. Neben der Deckung des Endenergiebedarfs, der wie in Tab. 3.6 ausgewiesen im Referenzjahr 1987 bei rd. 15,8 Mio t SKE lag, werden die Energieträger Öl, Erdgas und Kohle zusätzlich auch als Rohstoffbasis für die verschiedensten Grundstoffprodukte herangezogen. Es ist hierbei ein deutlicher Schwerpunkt bei den flüssigen Energieträgern, insbesondere bei Rohbenzin, zu erkennen. Der Brennstoffbedarf zur Stromerzeugung mit Eigenanlagen lag im Jahre 1987 bei etwa 4 Mio t SKE, dies weist auf eine bedeutende Eigenstromerzeugung hin.

Die Chemische Industrie, die ihre Produkte hauptsächlich an andere Industrien und weniger an Endverbraucher verkauft, wird nach der Statistik in sieben Wirtschaftszweige unterteilt. In einer äußerst breiten und sowohl mengen- als auch wertmäßig sehr heterogenen Produktpalette werden organische und anorganische Grundchemikalien, Düngemittel, Pflanzenschutzmittel, chemische Spezialerzeugnisse, wie z.B. Harze und Lacke, Kunststoffe, Chemiefasern sowie pharmazeutische Erzeugnisse hergestellt. Hinsichtlich des Energieverbrauchs kommt der Herstellung von chemischen Grundstoffen entscheidende Bedeutung bei. In Tab. 3.6 sind weitere ausgewählte Kenngrößen für die Chemische Industrie zusammengestellt.

Chemische Industrie [40]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	15,8	
/1/	Stromverbrauch	5,2	42,6
/2/	Eigenstromerzeugung	2,2	17,7
/3/	Brennstoffverbrauch (zur Eigenstromerzeugung)	4,1	
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	1553	
/2/	Beschäftigte	571,0 Tsd	
/8/	Bruttowertschöpfung	66,2 Mrd DM	
/2/	Umsatz	168,8 Mrd DM	
/5/	Energieaufwendungen in % des Umsatzes (im Jahre 1980)	4,1 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

Tab. 3.6: Kenngrößen der Chemischen Industrie [40] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

Die Entwicklung des Endenergieverbrauchs zeigt bis Ende der '70er Jahre einen relativ kontinuierlichen Anstieg auf den bislang höchsten Stand von 17 Mio t SKE im Jahre 1979 (Bild 3.16). Seit der zweiten Ölpreisverteuerung liegt der Endenergieverbrauch in einer Bandbreite zwischen 15 und 16 Mio t SKE. Es ist hierbei anzumerken, daß die Verbrennung von Chemierückständen und besonders die Abwärmenutzung im Verlauf der letzten Jahre in einzelnen Betrieben deutlich zugenommen haben. Hiermit wird ein nicht unerheblicher Teil des Energiebedarfs gedeckt, der in der Energiebilanz nicht erfaßt ist. Diese Tendenz dürfte ebenfalls zu der in etwa stagnierenden Entwicklung des Endenergieverbrauchs seit Beginn der '80er Jahre beigetragen haben.

Die Entwicklung der einzelnen Endenergieträger zeigt auch in der Chemie den für andere Wirtschaftszweige typischen Substitutionsverlauf innerhalb der fossilen Energieträger. Auffallend ist der hohe und bislang kontinuierlich angestiegene Verbrauchsanteil der Elektrizität von 21 % im Jahre 1960 auf 33 % im Jahre 1987.

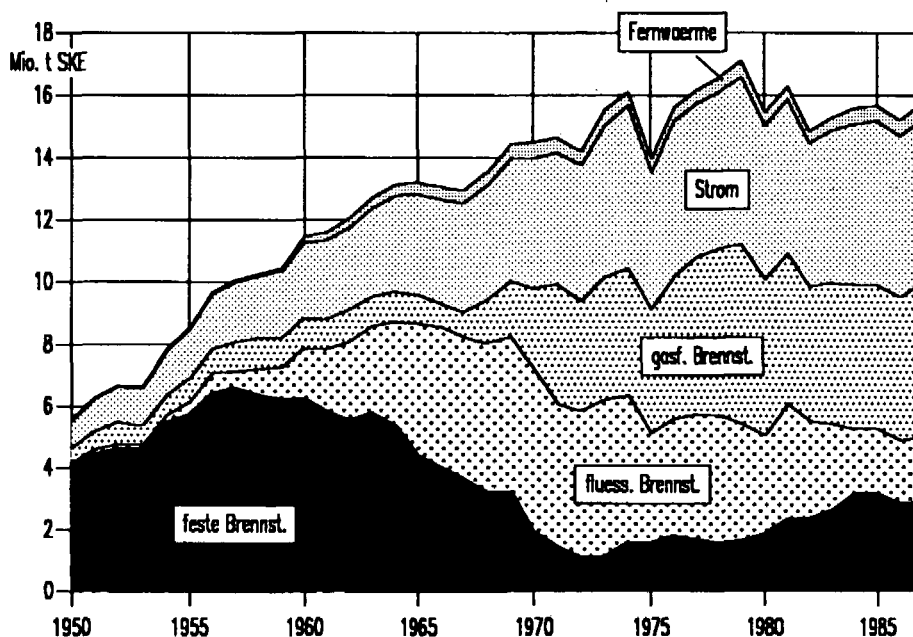


Bild 3.16: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Chemischen Industrie [40] von 1950 - 1987 /1/

Die Verwendungsstruktur des Endenergieverbrauchs wurde im Jahre 1982 zu etwa zwei Drittel durch den Prozeßwärmebedarf bestimmt /7/. Der Energieeinsatz für Raumheizung und Brauchwassererwärmung war eher von untergeordneter Bedeutung. Die Wahl des Wärmeträgers richtet sich nach der Größenordnung des Wärmebedarfs und dem benötigten Temperaturniveau. Es kommen Heißwasser, Dampf, Wärmeträgeröle sowie die direkte Beheizung zur Anwendung /50/. Der Hauptwärmebedarf in der Chemie liegt einerseits im Temperaturbereich von etwa 100 bis 250° C, hier ist Dampf der bevorzugte Wärmeträger. Andererseits liegt der Bedarf bei deutlich höheren Temperaturen, wie z.B. für direkt befeuerte Spaltungsprozesse sowie für metallurgische Prozesse, Lichtbogen und Elektrolysen. Bei letzteren ist Elektrizität der wesentliche Energieträger.

Bild 3.17 dokumentiert die Bedeutung der Eigenstromerzeugung in der Chemischen Industrie. Im Jahre 1987 wurden bei einem gesamten Elektrizitätsbedarf von 42,6 TWh über 40 % des benötigten Stroms in Eigenanlagen erzeugt. Der in zahlreichen chemischen Unternehmen gleichzeitig anfallende Dampf- und Strombedarf, eine hohe Anlagenauslastung sowie die räumliche Konzentration der Betriebe haben zu einer bevorzugten Anwendung der Kraft-Wärme-Kopplung in Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen geführt. Die installierte Nennleistung liegt zur Zeit knapp über 4000 MWe, auf Dampfturbinenanlagen entfällt hiervon etwa ein Anteil von 90 % /3/. In Bild 3.17 ist ebenfalls zu erkennen, daß die Eigenstromerzeugung nicht dem gestiegenen Elektrizitätsbedarf der Chemie folgte. Dies begründet sich unter anderem in dem sinkenden Wärmebedarf und seiner steigenden Deckung aus Abhitzelieferungen /51, 52/. Bei intensiver Nutzung der Kraft-Wärme-Kopplung in Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen resultiert hieraus eine Verringerung der Eigenstromerzeugung, die auch durch eine anlagentechnische Erhöhung der Stromkennziffer nicht mehr ausreichend zu kompensieren ist. Damit ist in der Regel ein höherer Strombezug aus dem Fremdnetz eines Energieversorgungsunternehmens verbunden.

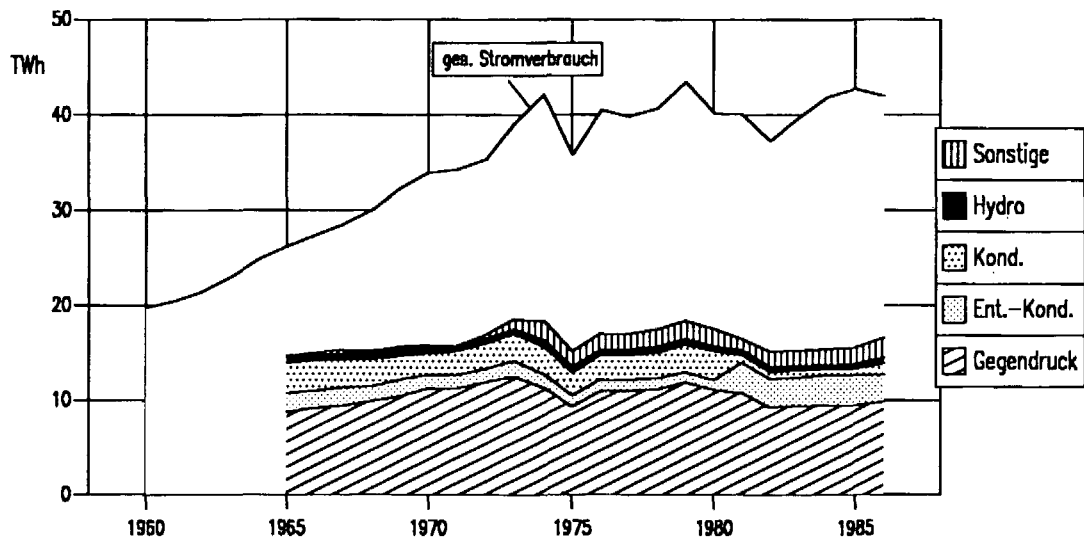


Bild 3.17: Entwicklung des Stromverbrauchs von 1960 - 1987 und der Eigenstromerzeugung von 1965 - 1987 in der Chemischen Industrie [40] /1, 3/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die Analyse der Leistungsstruktur der Dampfkessel umfaßt in der Chemischen Industrie über 400 Kessel mit einer Gesamtleistung von rd. 29.000 t/h. Etwa ein Fünftel der zur Zeit installierten Leistung liegt bei Kesseln unter 50 t/h, hier sind über 270 Anlagen erfaßt. Ein Schwerpunkt der KesselleLeistungsstruktur findet sich im Bereich zwischen 100 und 150 t/h, hier sind über zwei Fünftel der Gesamtleistung auf 47 Anlagen konzentriert. Die größten einzelnen Dampfkesselleistungen liegen in der Chemie bei bis zu 500 t/h. Teilweise werden diese großen Kessel als eigenständige Kraftwerke zur reinen Kondensationsstromerzeugung betrieben.

Die Analyse der Feuerungsstruktur läßt die Bedeutung der flüssigen und gasförmigen Energieträger in der Chemie erkennen. Etwa je 100 Kesselanlagen sind mit Öl, Gas bzw. einer Öl-Gas-Mischfeuerung ausgerüstet. Bezogen auf die Gesamtzahl der Dampferzeuger entspricht dies fast 70 % der Anlagen. Kohle- und Abhitzekessel liegen bei Anteilen von etwa 15 bzw. 10 %.

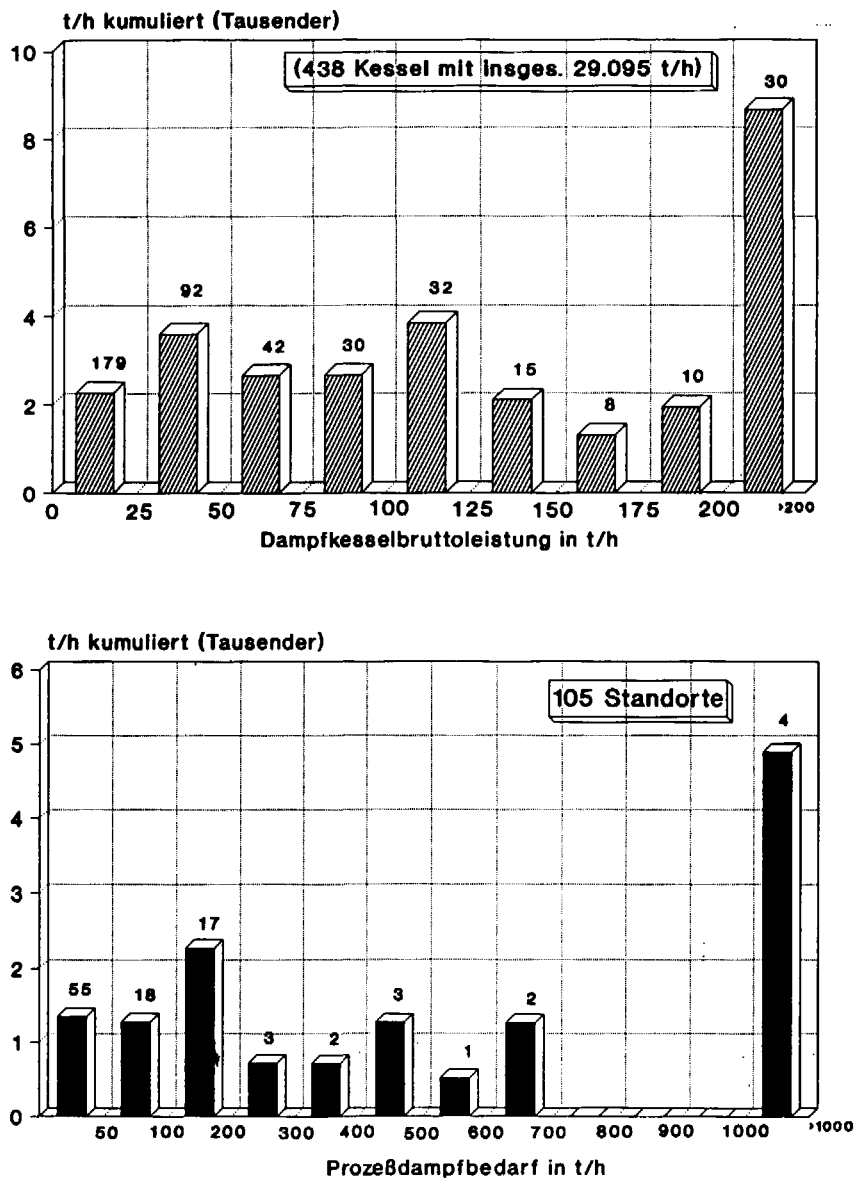


Bild 3.18: Leistungsstruktur der Dampfkessel und Prozeßdampfbedarf in der Chemischen Industrie [40] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Wie bereits angesprochen, ist die Chemische Industrie durch eine äußerst breite, sowie heterogene Produktpalette gekennzeichnet. Da nicht alle Produktgruppen kapitalintensiv sind und auch andere Faktoren eine Rolle spielen, ist die Konzentration innerhalb der Chemie auf einige kapitalkräftige Unternehmen weniger ausgeprägt als in anderen Industriezweigen, wie z.B. bei der Erdölverarbeitung oder dem Kraftfahrzeugbau. Bedingt durch eine Spezialisierung auf bestimmte Arbeitsgebiete oder

Produkte zeigt sich eine Ausgewogenheit zwischen Großunternehmen und kleineren Betrieben /53/. Dies kommt in der Bundesrepublik in einer Gesamtzahl von zur Zeit über 1500 chemischen Betrieben zum Ausdruck. Hinsichtlich des energetischen Verbrauchs ist dagegen eine deutliche Konzentration zu erkennen, da insbesondere bei der Herstellung von Grundchemikalien ein sehr hoher, örtlich konzentrierter Energiebedarf vorliegt.

Zur Potentialermittlung für den Einsatz der beiden HTR-Referenzanlagen werden zunächst die im vorhergehenden Abschnitt global diskutierten Einzelkessel hinsichtlich ihrer Standorte zusammengefaßt. In Bild 3.18 sind unter Berücksichtigung des Dampfeinsatzes zur Speisewasservorwärmung und zur Kondensationsstromerzeugung sowie der Reservebereitstellung die für die Prozeßdampfversorgung ermittelten Verhältnisse nach Größenklassen geordnet dargestellt. Die ortsbezogene Analyse weist 105 Standorte aus, dabei ergeben die Rechnungen, daß etwa 70 % dieser Industriestandorte im Referenzjahr 1987 unter einem Dampfbedarf für Produktionszwecke von 100 t/h liegen. Über diesem Wert finden sich 32 Industriestandorte, hiervon heben sich vier Unternehmen mit einem Prozeßdampfbedarf von über 1000 t/h deutlich ab.

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs in der Chemischen Industrie auf Basis des Energieverbrauchs der Gesamtbranche bzw. aufgrund spezifischer Verbrauchswerte mit einer monetären Bezugsgröße läßt für die Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen keine belastbaren Aussagen erwarten. Dementsprechend schließt sich nach der Darstellung von generellen Tendenzen des bisherigen und zukünftig erkennbaren Energieverbrauchs die Betrachtung der Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs in einem Großunternehmen der Chemie an.

Während der Übergang von der Kohlechemie zur Petrochemie eine deutliche Energieeinsparung bei der Herstellung von Chemieprodukten bedeutete, sind die weiteren Einsparungsbemühungen auf eine Vielzahl von Faktoren zurückzuführen. Neben dem allgemeinen technischen Fortschritt der Verfahrenstechnik sind beispielhaft die Zunahme der Produktionseinheitsgröße, die Kopplung zwischen Verfahrenstechnik und Energietechnik, wie z.B. die Abhitzedampfverwertung bei der Ethylen-, Methanol- oder Ammoniakproduktion, sowie die Beeinflussung der Reaktionskinetik durch den Einsatz von katalytischen Verfahren zur Temperatur- und Drucksenkung der chemischen Reaktionen zu nennen. Diese Einsparungsbemühungen sowie eine verstärkte Abwärmenutzung führten seit Mitte der '70er Jahre zu einer Stagnation des Endenergiebedarfs, obgleich die mengenmäßige Produktion einiger energieintensiver Grundstoffprodukte, wie z.B. Chlor oder Ethylen, zunächst weitere Wachstumsraten aufweisen konnte.

Für die zukünftige Entwicklungstendenz des Energieverbrauchs in der Chemie ist zu berücksichtigen, daß die spezifischen Verbrauchswerte insbesondere bei den Produkten der Grundstoffchemie verfahrenstechnisch weitgehend fixiert sind und weiteren Einsparungen sowohl technische als auch betriebswirtschaftliche Grenzen gesetzt sind /5/. Untersuchungen zur Einführung neuer Technologien mit energiesparenden Effekten bestätigen diese Tendenz. So läßt sich nach /43/ bis Mitte der '90er Jahre durch Technologieeffekte nur noch eine leichte Verminderung des Energiebedarfs um einige Prozentpunkte bei angenommen unveränderter Produktion erreichen.

Einen wesentlichen Einfluß wird somit der mengenmäßigen Entwicklung der chemischen Grundstoffprodukte zukommen. Hier wird sowohl bei den 'brennstoffintensiven' Produkten, wie beispielsweise

Ethylen, Ammoniak, Aluminiumoxid, Soda, Methanol etc., als auch bei den 'stromintensiven' Produkten, wie z.B. Chlor, Phosphor, Calciumcarbid, Sauerstoff, Acetylen etc., keine Kapazitätserhöhung erwartet /43, 45/. Bis zur Jahrhundertwende ist bei der mengenmäßigen Produktion teilweise mit gegenüber dem derzeitigen Niveau (Bild 3.19) verringerten Produktionszahlen zu rechnen, so daß als generelle Tendenz für die Gesamtbranche ein stagnierender bzw. leicht rückläufiger Endenergieverbrauch erwartet werden kann. Diese Tendenzaussage deckt sich mit einer auf Basis monetärer Bezugsgrößen im Jahre 1984 erstellten Prognose /46/. Demgegenüber erwartet eine im Jahre 1989 erstellte Prognose /47/ einen signifikanten Anstieg des Endenergieverbrauchs um etwa 10 % bis zur Jahrhundertwende.

Bei den vorangestellten Überlegungen wird davon ausgegangen, daß sich die Produktionsstruktur in der Bundesrepublik bei Chemikalien mit hohem Rohstoff- oder Energiekostenanteil, wie z.B. Chlor, Methanol, Ethylen, Polyethylen etc., im Verlauf der nächsten Jahrzehnte nicht wesentlich ändern wird. Produktionsverlagerungen ins Ausland dürften aufgrund der aufeinander abgestimmten Produktionsketten dazu führen, daß ein Teil der nachgelagerten Produktherstellung ebenfalls den bisherigen Standort verläßt. Dies würde auf den Endenergieverbrauch der Chemie einen deutlichen Einfluß nehmen.

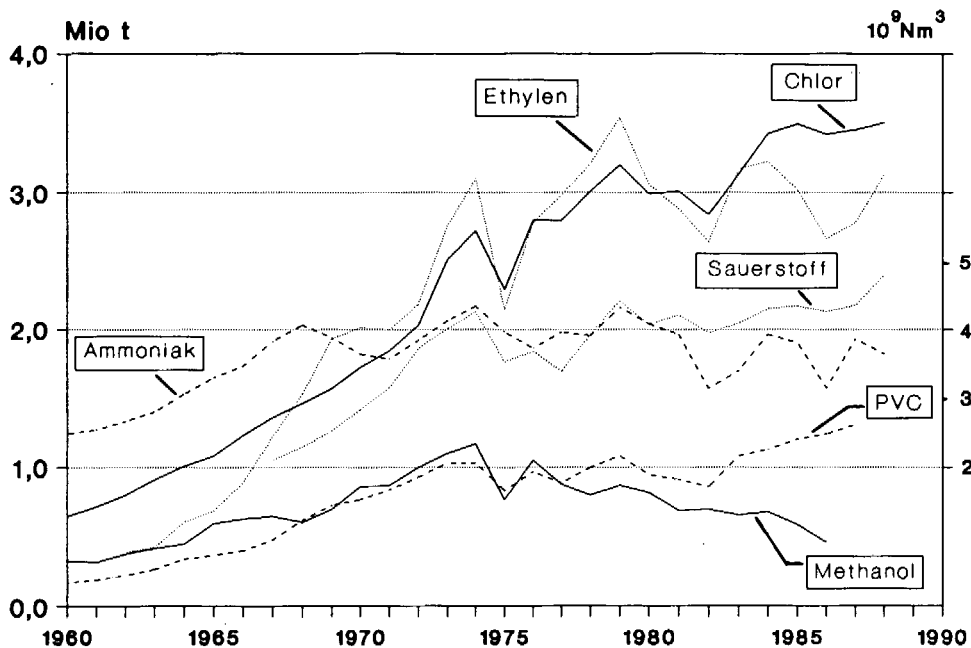


Bild 3.19: Produktionsentwicklung ausgewählter chemischer Erzeugnisse von 1960 - 1987 /11/

Der energetische Brennstoffeinsatz dient in der Chemie sowohl der direkten Beheizung von verfahrenstechnischen Anlagen, wie z.B. Röhrenspaltöfen, als auch der Prozeßdampfzeugung. Aufgrund der Produktvielfalt sowie der verschiedenen Herstellungsverfahren ist es nicht möglich, belastbare Aussagen für die zukünftige Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs durch Korrelation mit dem Brennstoffeinsatz oder mit Produkten zu erhalten. Für die hier gewählte Form der Markterkundung ist es erfolgversprechender, die bisherige Entwicklung der Netzdampfabgabe für ein großes Chemieunternehmen zugrunde zu legen, die in Bild 3.20 dargestellt ist. Es ist auch hier zu erkennen, daß nach einem kontinuierlichen Anstieg bis zur ersten Ölpreiserhöhung eine deutliche Trendänderung vorliegt. Nach /51/ führten die nachhaltigen Bemühungen zur Energiebedarfsreduzierung in erster Linie zu Dampf

einsparungen. So konnte z.B. der Dampfbedarf pro Kilogramm Produkt für einen Großstandort seit Beginn der '60er Jahre um etwa 40 % gesenkt werden /55/. Neben der energietechnischen Analyse großer Dampfverbraucher begannen insbesondere die großen chemischen Unternehmen mit der systematischen Ermittlung und Nutzung von Abhitzedampfmengen. In dem mit Bild 3.20 dargestellten Beispiel stiegen bei einem ab Mitte der '70er Jahre stagnierenden Gesamtdampfbedarf die Abhitzedampflieferungen aus Chemieanlagen deutlich an. Aufgrund der vielen an diesem Standort betriebenen exothermen Prozesse stellt die Höhe der Abhitzedampflieferungen bei diesem Beispiel aber einen Sonderfall dar. Der Abhitzedampfanteil bei größeren chemischen Unternehmen liegt nach /36/ durchschnittlich etwa bei 10 - 15 %. Für die zukünftige Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs wird für die einzelnen Industriestandorte unterstellt, daß auch weiterhin Einsparungsbemühungen den Dampfbedarf leicht senken. Bis zur Jahrhundertwende erscheint eine Reduzierung im Bereich um 10 % realistisch /36/.

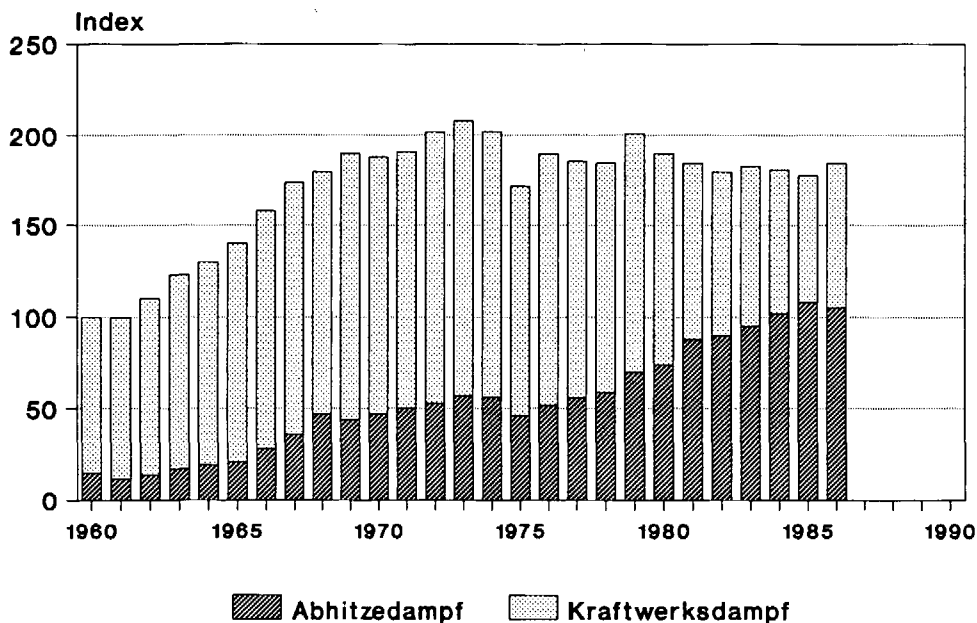


Bild 3.20: Entwicklung des Netzdampfverbrauchs (Jahresmittelwerte) für ein Unternehmen der Chemischen Industrie /51, 57/

Die erwartete Reduzierung des derzeitigen Prozeßdampfbedarfs um 10 % ergibt für das Jahr 2000 das Technische Potential. Über dem Grenzwert von 100 t/h liegen dann noch 27 Standorte, davon 15 Unternehmen über 200 t/h. In Bild 3.21 sind die entsprechenden Werte für die hinsichtlich des Prozeßdampfbedarfs größten Industriestandorte der Chemischen Industrie ausgewiesen. Es zeigt sich, daß für vier Unternehmen zur Jahrhundertwende ein Dampfbedarf für Produktionszwecke (Technisches Potential) im Bereich um 1000 t/h bzw. darüber erwartet wird. Drei weitere Unternehmen liegen bei etwa 500 t/h, die übrigen dargestellten Standorte sind überwiegend in einem Bereich zwischen 250 und 350 t/h zu finden.

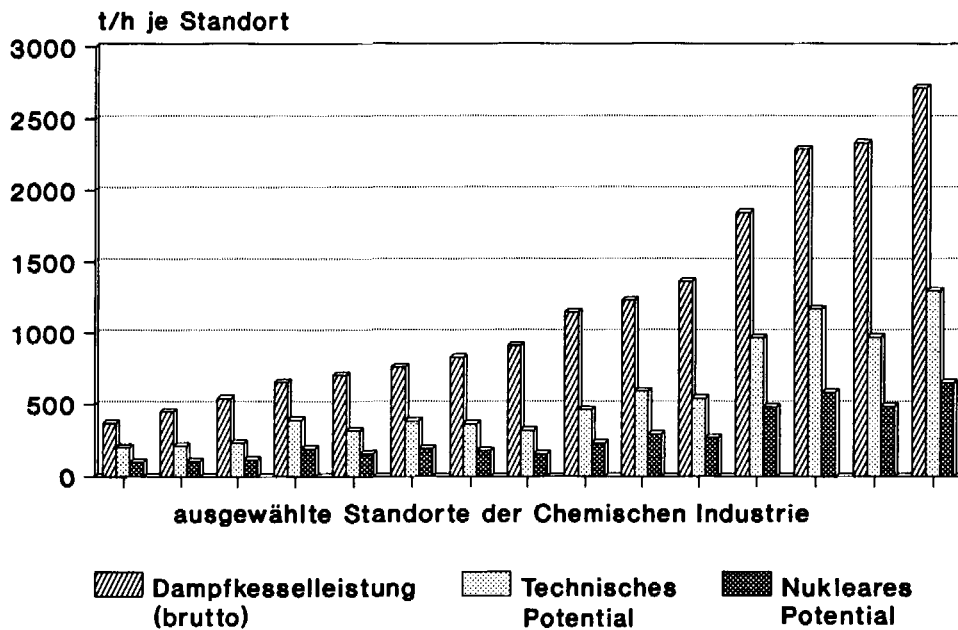


Bild 3.21: Dampfkesselbruttoleistung im Jahre 1987, Technisches und Nukleares Potential im Jahre 2000 für ausgewählte Standorte der Chemischen Industrie [40] /29/ und eigene Berechnungen

Die Arbeitshypothese, daß das Nukleare Potential bei 50 % des zuvor ermittelten Technischen Potentials liegt, reduziert die Anzahl der für den Einsatz nuklearer Anlagen in Frage kommenden Standorte von 27 auf 15. Von diesen 15 Industriestandorten liegen 7 Unternehmen über einem nuklear zu deckenden Prozeßdampfbedarf von 200 t/h.

In Bild 3.22 ist die Sensitivitätsanalyse zum Prozeßdampfbedarf der Chemischen Industrie dargestellt. Der für die Jahrhundertwende erwartete Prozeßdampfbedarf (Technisches Potential) wird in einem Bereich von $\pm 20\%$ variiert, um den Einfluß auf das Nukleare Potential der einzelnen Standorte zu erkennen. Es zeigt sich, daß bei einer Unterschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs um 10 % die Anzahl der Standorte mit einem Nuklearen Potential über 200 t/h von sieben auf zehn ansteigt. Dagegen ändern sich die Verhältnisse selbst bei einem geringeren Dampfbedarf um bis zu 20 % nur unwesentlich gegenüber den im Basisfall ermittelten Werten.

Der Einfluß der aus Überlegungen zur Portfolio-Theorie definierten Arbeitshypothese, daß das Nukleare Potential je Standort bei 50 % des zuvor ermittelten Technischen Potentials liegt, kommt in Bild 3.22 ebenfalls deutlich zum Ausdruck. So hat die Heraufsetzung dieser Grenze von 50 % auf 60 % zur Folge, daß gegenüber dem Basisfall nicht sieben, sondern zehn Standorte über 200 t/h liegen und sich dementsprechend das Potential für 200 MWth-Anlagen signifikant erhöht.

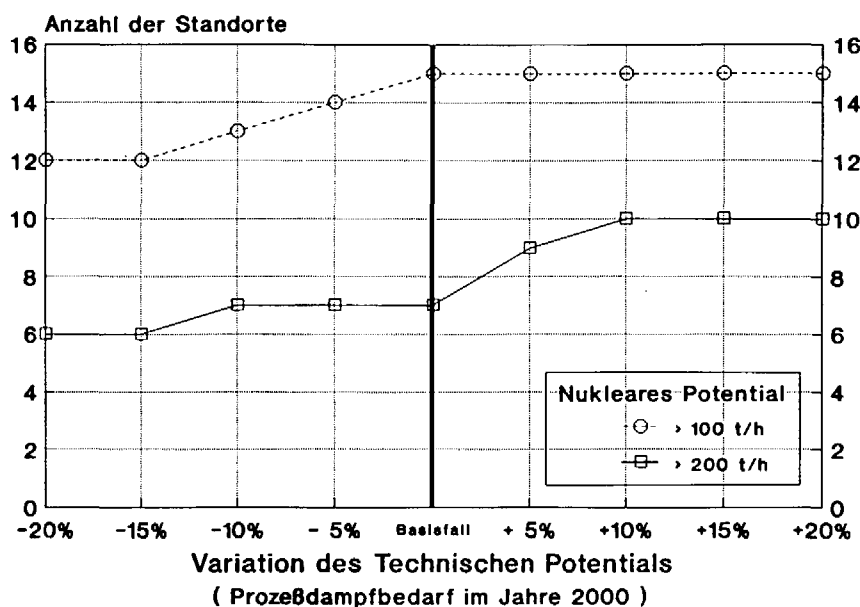


Bild 3.22: Sensitivitätsanalyse zum Prozeßdampfbedarf der Chemischen Industrie [44] im Jahre 2000

Im Gegensatz zum Nuklearen Potential berücksichtigt das Markteinführungspotential den zeitlichen Substitutionsbedarf der Dampfkesselleistung an den einzelnen Standorten. Es läßt sich für den Untersuchungszeitraum unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Kesselanlagen sowie der für nukleare Anlagen nicht substituierbaren Dampferzeuger ermitteln. Nicht substituierbar sind in dieser Branche die chemischen Restkohlenwasserstoffe sowie insbesondere die Abhitzeessel. Tab. 3.7 zeigt, daß von 15 dem Einsatz nuklearer Anlagen zugänglichen Standorten 13 Unternehmen im Untersuchungszeitraum 1996 - 2005 einen genügend hohen Ersatzbedarf aufweisen. Die als Substitutionspotential ermittelten Kessel werden überwiegend mit Öl (Schweres Heizöl) sowie Gas bzw. deren Mischfeuerungen betrieben.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Als zweitgrößter industrieller Endenergieverbraucher, dessen Verwendungsstruktur durch den Einsatz großer Prozeßdampfmenen geprägt ist, kommt der Chemischen Industrie bei der Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen die größte Bedeutung zu. Die in Tab. 3.7 zusammengefaßte Darstellung der Ergebnisse läßt erkennen, daß im Jahre 2000 ein Nukleares Potential an insgesamt 15 Standorten vorhanden ist. Ein Markteinführungspotential läßt sich im Untersuchungszeitraum 1996 - 2005 für insgesamt 13 Standorte berechnen.

Die Übertragung der für die einzelnen Industriestandorte ermittelten Verhältnisse auf die unterschiedliche Dampfabgabe der beiden HTR-Referenzanlagen zeigt, daß sich sieben Standorte über der für die größere Referenzanlage (2 x 200 MWth) gewählten Mindestbedarfsschwelle von 200 t/h befinden.

Davon liegen vier Werke über 400 t/h, so daß bei der hier gewählten Methodik der modulare Zubau von je 200 MWth zu 3er- bzw. 4er-Anlagen möglich ist. In der Summe ergibt sich somit ein Nukleares Anlagenpotential von 19 Anlagen zu je 200 MWth. Davon stellen sieben Doppelblockanlagen im Zeitraum 1996 - 2005 das Markteinführungspotential dar.

Zur Ermittlung des Potentials für die kleinere Referenzanlage (2 x 100 MWth) wird die Schwelle der nuklearen Prozeßdampfversorgung für alle Standorte von 200 auf 100 t/h abgesenkt. Dies führt auf ein deutlich höheres Nukleares Anlagenpotential von insgesamt 48 Einheiten zu je 100 MWth. Die großen chemischen Unternehmen würden bei dieser Referenzanlagengröße mit modular zusammengesetzten Leistungseinheiten bis hin zu 700 MWth (7er-Anlagen) versorgt.

Die Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen ist im Wirtschaftszweig der Grundstoffchemie hoch. Sie liegt bei den für den HTR-Einsatz in Frage kommenden Standorten überwiegend in einem Bereich von 7500 bis 8000 h/a.

Chemische Industrie [40]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	105	29.095 t/h	49	25.050 t/h	33	22.919 t/h
	Prozeßdampfbedarf	105	14.250 t/h	32	11.633 t/h	15	9.366 t/h
2000	Technisches Potential	105	12.828 t/h	27	9.998 t/h	15	8.429 t/h
	Nukleares Potential			15	4.215 t/h	7	3.000 t/h
1996-2005	Markteinführungspotential			13		7	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	48 Anlagen	19 Anlagen
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	26 Anlagen	14 Anlagen

Tab. 3.7: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Chemische Industrie [40]

3.3.3 Eisenschaffende Industrie

Überblick

Die Eisenschaffende Industrie ist mit Abstand der größte Endenergieverbraucher innerhalb des Verarbeitenden Gewerbes. Im Jahre 1987 wurden in den Produktionsanlagen der Branche 19,5 Mio t SKE eingesetzt, dies ist über ein Viertel des gesamten industriellen Endenergieverbrauchs. Mit einem Strombedarf von rd. 17 TWh zählt sie ebenfalls zu den industriellen Großverbrauchern, etwa ein Drittel der benötigten Elektrizität wird zur Zeit über Eigenanlagen bereitgestellt.

In der Wirtschaftsgruppe der Eisenschaffenden Industrie, des weiteren auch Eisen- und Stahlindustrie genannt, sind vier Wirtschaftszweige mit derzeit insgesamt 167 Betrieben zusammengefaßt. Hierbei kommt den 'Hochofen-, Stahl- und Warmwalzwerken' [2711] die größte Bedeutung zu. In diesem kapitalintensiven Wirtschaftszweig ist eine deutliche Konzentration auf große Stahlstandorte zu erkennen. Die anderen Betriebe sind überwiegend der Weiterverarbeitung zuzuordnen. In nachfolgender Tab. 3.8 sind weitere, die Eisenschaffende Industrie beschreibende Kenngrößen zusammengestellt. Beachtenswert ist der gegenüber anderen Branchen äußerst hohe Kostenanteil für Energie am Umsatz.

Eisenschaffende Industrie [27]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	19,5	
/1/	Stromverbrauch	2,1	17,2
/2/	Eigenstromerzeugung	0,7	5,9
/3/	Brennstoffverbrauch (zur Eigenstromerzeugung)	2,1	
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	167	
/2/	Beschäftigte	194,3 Tsd	
/9/	Produktion	36,2 Mio t Rohstahl	
/8/	Bruttowertschöpfung	15,3 Mrd DM	
/2/	Umsatz	41,3 Mrd DM	
/5/	Energieaufwendungen in % des Umsatzes (im Jahre 1980)	18,0 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

Tab. 3.8: Kenngrößen der Eisenschaffenden Industrie [27] im Jahre 1987

Hauptprodukte der Eisen- und Stahlindustrie sind zunächst Roheisen und Rohstahl in unterschiedlichen Qualitäten. Der Rohstahl wird anschließend in nachgelagerten Verfahrensschritten zu Stahlhalbzeug und Warmbreitband, Walzstahlfertigerzeugnisse, Schmiedestücke, Stahlguß, Rohren etc. weiterverarbeitet. Bei der Produktionsstruktur kann zwischen integrierten Hüttenwerken und kleineren Regionalstahlwerken unterschieden werden. Das integrierte Hüttenwerk ist üblicherweise ein großes Werk auf Roheisenbasis, als Roheisenquelle kommt hauptsächlich der Hochofen zum Einsatz. Diese klassische

Stahlroute der Koksmetallurgie umfaßt den Sinter-, Hochofen-, Konverter- und Stranggußprozeß sowie die Weiterverarbeitung des Rohstahls in den Walzwerken. Die Kapazität dieser Werke liegt etwa zwischen 2 und 6 Mio t Rohstahl. Daneben steht heute das Regionalstahlwerk. Ausgangsmaterial ist hier hauptsächlich Schrott, der in Lichtbogenöfen elektrisch eingeschmolzen und üblicherweise ebenfalls in Stranggußanlagen weiterverarbeitet wird. Die Kapazitätsgröße dieser Werke liegt bei etwa 0,5 bis 1 Mio t Rohstahl. Im Gegensatz zu den großen integrierten Hüttenwerken besteht die Zielrichtung dieser Regionalstahlwerke in der Stahlbedarfsdeckung einer Region mit den dort verfügbaren Rohstoffen und Energien. Die dritte Verfahrenslinie, die Eisenschwammerzeugung in Direktreduktionsanlagen mit anschließender Weiterverarbeitung im Elektrolichtbogenofen, findet in dieser Form in der Bundesrepublik derzeit keine nennenswerte Anwendung.

In Bild 3.23 ist die Entwicklung der einzelnen Verfahrenslinien dargestellt. Nach dem Auslaufen des *THOMAS*- und des *SIEMENS-MARTIN*-Verfahrens beruht die Stahlerzeugung in der Bundesrepublik Deutschland heute auf verschiedenen Varianten der Oxygenstahl- und der Elektrostahtlerzeugung. Im Referenzjahre 1987 betrug die Stahlerzeugung 36,2 Mio t, hiervon wurden 29,9 Mio t in Oxygenstahlwerken und 6,35 Mio t in Elektrostahtwerken erzeugt.

Die gesamte Rohstahlproduktion weist bis 1974 einen von konjunkturellen Schwankungen begleiteten Anstieg auf 53,2 Mio t auf. Danach wird der Trend von deutlichen Einbrüchen, verursacht durch Veränderungen der wirtschaftlichen, politischen und auch technischen Rahmenbedingungen, unterbrochen. Der Verlauf in den letzten zehn Jahren ist durch Reduzierung der Produktionskapazitäten sowie Konzentration der Produktion auf die leistungsfähigsten Anlagen gekennzeichnet.

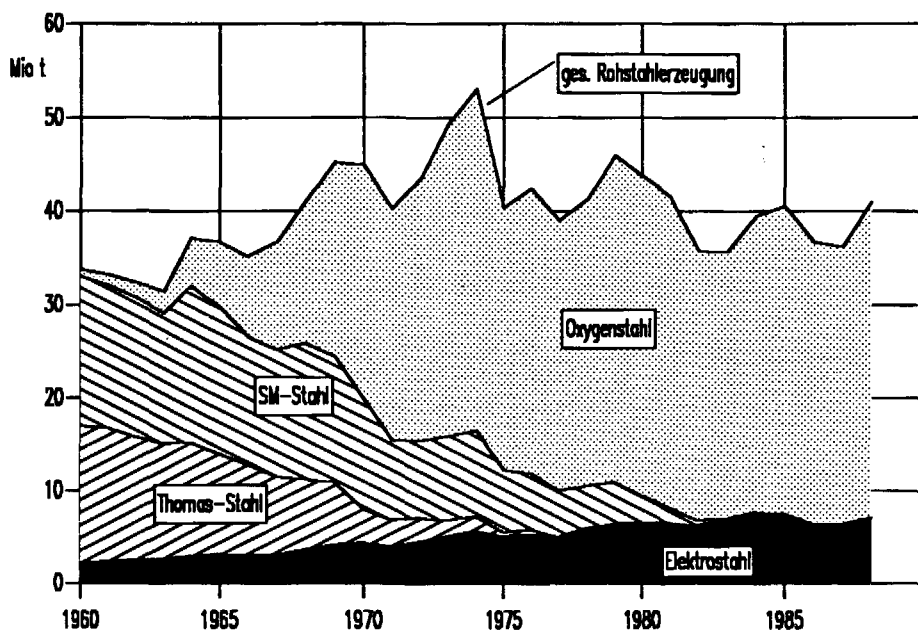


Bild 3.23: Entwicklung der Rohstahtlerzeugung nach Verfahren von 1960 - 1988 /9/

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

Die in Bild 3.23 dargestellte Entwicklung der Rohstahlerzeugung sowie der Verfahrenssubstitutionen hat zu einem wesentlichen Teil die Energieträgerstruktur und den absoluten Endenergiebedarf in der Eisen- und Stahlindustrie geprägt. Es zeigt sich, daß der Energieverbrauch in Abhängigkeit von der Produktion äußerst sensibel auf Schübe und Flauten der gesamtwirtschaftlichen Entwicklung reagiert, da die Eisenschaffende Industrie aufgrund ihrer Abnehmerstruktur darin relativ stark eingebunden ist. Seit 1974, dem Jahr mit der bislang höchsten Rohstahlproduktion von 53,2 Mio t, bis zum Jahre 1987 (36,2 Mio t Rohstahl) ging der Endenergieverbrauch um über 13 Mio t SKE zurück.

Die festen Brennstoffe, es handelt sich nahezu ausschließlich um Hochofenkoks⁵, hatten im Jahre 1987 einen relativen Anteil von rd. 50 %. Während Mitte der '60er Jahre aus wirtschaftlichen Gründen der verstärkte Einsatz von Öl und Erdgas erfolgte, wurde dieser Trend nach der ersten Ölpreiserhöhung wieder unterbrochen. Der Ölanteil ist mittlerweile auf einen unbedeutenden Wert zurückgegangen, Erdgas wurde teilweise von den in den integrierten Hüttenwerken anfallenden Koppelprodukten Kokereigas, Gichtgas und Konvertergas substituiert. Diese energetischen Koppelprodukte spielen in der energiewirtschaftlichen Planung der Stahlunternehmen eine bedeutende Rolle.

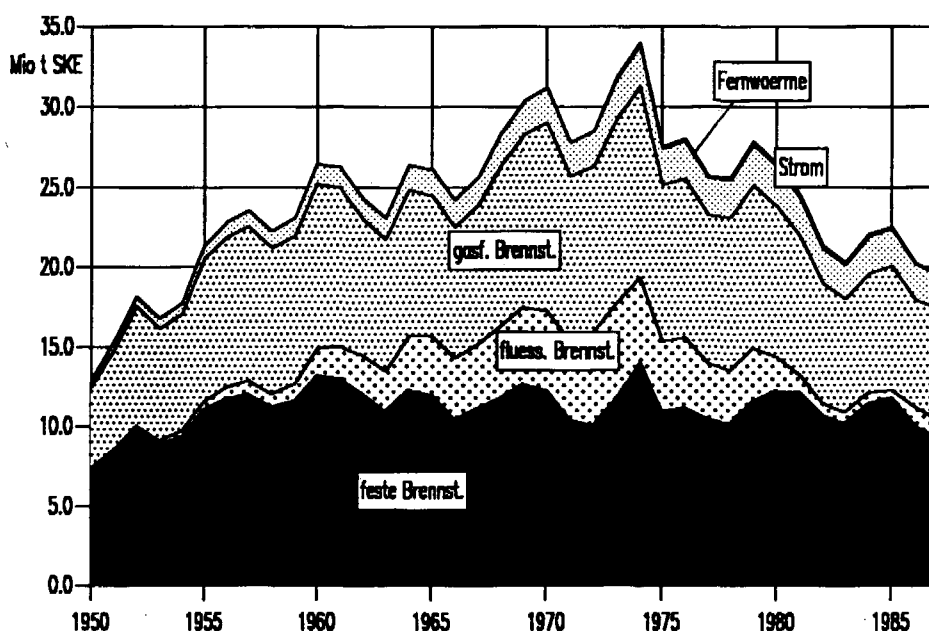


Bild 3.24: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Eisenschaffenden Industrie [27] von 1950 bis 1987 /1/

⁵ Der tatsächliche Koksverbrauch der Eisen- und Stahlindustrie lag im Jahre 1987 um etwa 5,2 Mio t SKE höher. Dies begründet sich in der Erfassungssystematik der Energiebilanz /1/. Hier wird das auf den Heizwert bezogene Koksäquivalent der Gichtgasmenge vom Koksverbrauch der Eisenschaffenden Industrie abgezogen und an anderer Stelle als Umwandlungseinsatz ausgewiesen, so daß dieser Energieanteil in Bild 3.24 keine Berücksichtigung findet.

Die Struktur des Endenergieverbrauchs ist aufgrund der Produktionstechnik von der wärmetechnischen Verwendung im Hochtemperaturbereich über 900° C bestimmt. Im Jahre 1982 entfielen fast 90 % auf diesen Anwendungsbereich /7/. Der Schwerpunkt des Energieeinsatzes liegt beim Hochofen, bei der Beheizung der Walzwerksöfen sowie beim Schmelzstrombedarf für Elektroöfen. Die Bedeutung des Energieverbrauchs für Raumheizung, Brauchwasser sowie für Prozeßdampf ist gering, da die Produktionsstruktur der Eisen- und Stahlindustrie eine überproportional hohe Energierückgewinnung durch Nutzung von Abhitze und Abgasen ermöglicht.

Aus Bild 3.25 ist zu entnehmen, daß die Eigenstromerzeugung seit Mitte der '70er Jahre deutlich abnimmt und zur Zeit den Strombedarf der Eisen- und Stahlindustrie zu etwa einem Drittel deckt. Die installierte Nennleistung der Antriebsmaschinen lag im Referenzjahr 1987 bei rd. 1400 MWe /3/. Ein Schwerpunkt ist bei der reinen Kondensationsstromerzeugung zu erkennen. Entnahmekondensations-turbinen sowie Gegendruckanlagen haben in diesem Wirtschaftszweig nur untergeordnete Bedeutung, da der Dampfbedarf in den einzelnen Produktionsstätten relativ gering ist und sich gleichzeitig die Nutzung erheblicher Abwärmemengen zur Dampferzeugung über Abhitzeessel anbietet.

Die von der Eisenschaffenden Industrie betriebene Kondensationsstromerzeugung hat ihre wesentliche Ursache in den als Koppelenergien anfallenden Gicht- und Kokereigasen. Neben dem primären Einsatz im Hochofenbereich, in den Hüttenkokereien sowie in den Walzwerken werden die Überschußmengen dieser Gase in den Hüttenkraftwerken verfeuert. So wurde die Eigenstromerzeugung im Jahre 1987 zu etwa 75 % durch Hochofen- bzw. Kokereigas bestritten.

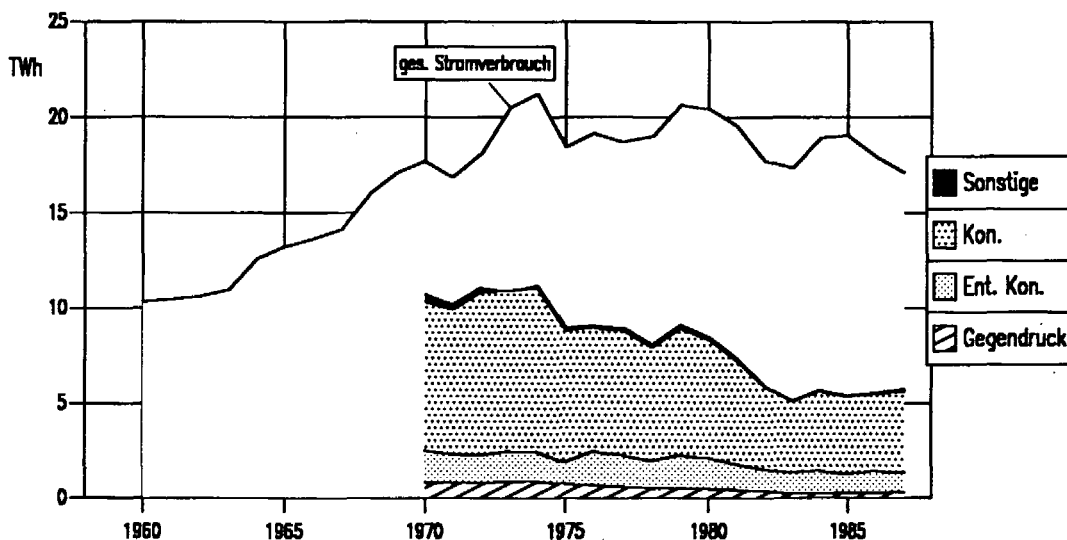


Bild 3.25: Entwicklung des Stromverbrauchs von 1960 - 1987 und der Eigenstromerzeugung von 1970 - 1987 in der Eisenschaffenden Industrie [27] /1, 3/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die Betrachtung der Kesselleistungsstruktur läßt einen deutlichen Schwerpunkt oberhalb einer Kesselgröße von 100 t/h erkennen. Von 157 ermittelten Dampfkesseln mit insgesamt rd. 9000 t/h kumulierter Leistung liegen in diesem Bereich etwa 30 Kessel mit rd. 6000 t/h. Diese Kessel werden hauptsächlich in

großen Hüttenwerken und vornehmlich zur Kondensationsstromerzeugung genutzt. Wie in der Chemie liegen auch in der Eisenschaffenden Industrie die größten einzelnen Dampfkesselleistungen in einem Bereich zwischen 300 und 500 t/h. Die kleineren Kessel unterhalb von 50 t/h kommen in erster Linie in den Regionalstahlwerken sowie in den weiterverarbeitenden Betrieben zum Einsatz.

Die schon angesprochene Bedeutung der gasförmigen Endenergieträger, insbesondere die der Koppelenergien, dokumentiert sich erwartungsgemäß bei der Feuerungsstruktur der Dampfkessel. Etwa 60 % der Gesamtkesselleistung setzt sich aus Gichtgas-, Kokereigas- und Konvertergasfeuerungen sowie damit verbundene Mischfeuerungen zusammen. Des weiteren spielt die Abhitzedampferzeugung mit einem Anteil von über 15 % eine bedeutende Rolle.

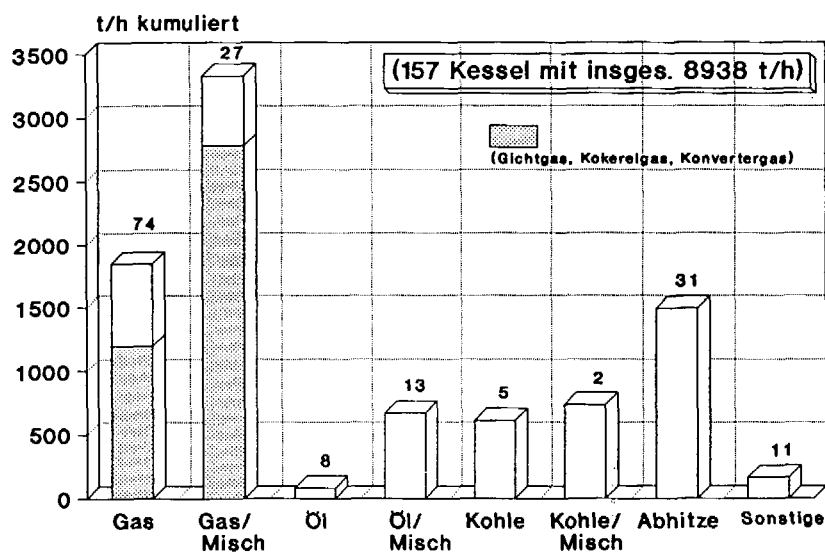
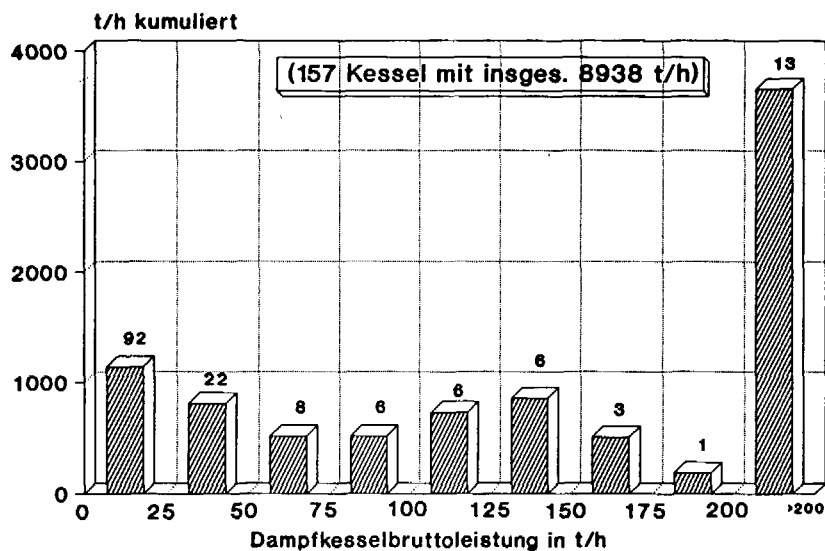


Bild 3.26: Leistungsstruktur und Feuerungsstruktur der Dampfkessel in der Eisenschaffenden Industrie [27] im Jahre 1987 /29/

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Wie bereits angesprochen, hat die Eisen- und Stahlindustrie im Verlauf des letzten Jahrzehnts die Produktionskapazitäten reduziert und die Produktion auf die leistungsfähigsten Anlagen konzentriert. Die nach Standorten zusammengefaßte Dampfkesselleistung weist insgesamt 36 Werke aus. Davon liegen 22 Industriestandorte unter einer jeweils kumulierten Kesselleistung von 100 t/h (vgl. Tab. 3.9). Es handelt sich hierbei überwiegend um Regionalstahlwerke, deren Ausgangsmaterial in Form von Schrott in Lichtbogenöfen elektrisch eingeschmolzen wird, sowie um weiterverarbeitende Betriebe. Größere installierte Kesselleistungen finden sich praktisch ausschließlich in den integrierten Hüttenstandorten. In diesen Standorten überwiegen die Kokerei-, Gichtgas- und Konvertergasfeuerungen sowie der Einsatz von Abhitzekeßeln.

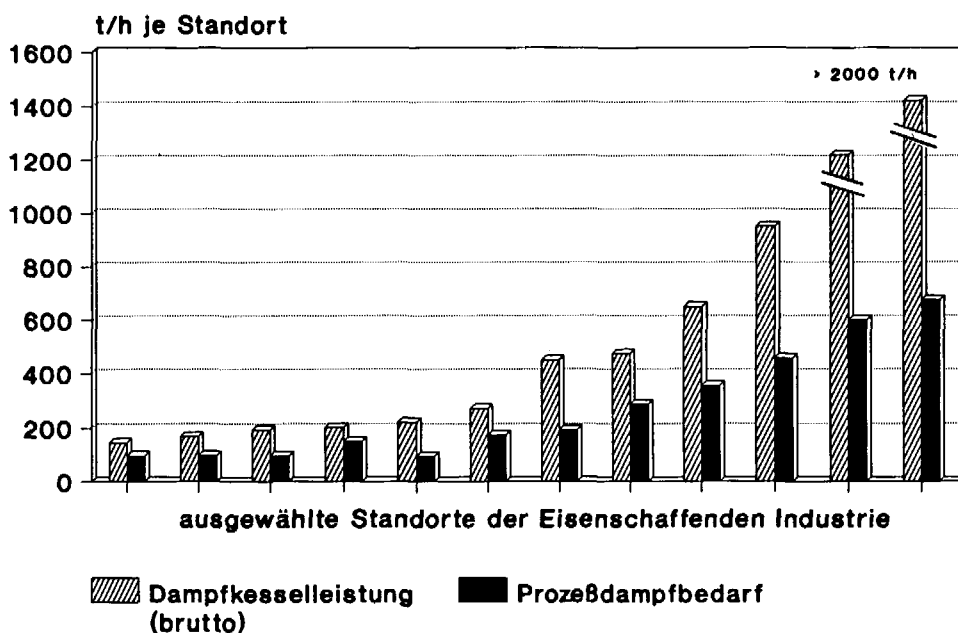


Bild 3.27: Dampfkesselbruttoleistung und Prozeßdampfbedarf für ausgewählte Standorte der Eisenschaffenden Industrie [27] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Die Ermittlung des Dampfbedarfs für Produktionszwecke aus der jeweils installierten Kesselleistung gestaltet sich für die Eisen- und Stahlindustrie gegenüber anderen Branchen schwieriger. Zum einen ist an einigen Standorten die Kondensationsstromerzeugung sehr ausgeprägt, zum anderen werden zum Teil nicht unerhebliche Dampfmen gen für die öffentliche Fernwärmeversorgung abgezweigt. Für die großen Standorte, es handelt sich überwiegend um integrierte Hüttenwerke, läßt sich ein Prozeßdampfbedarf in einem Bereich etwa zwischen 150 und 500 t/h ermitteln. Dieser Dampfbedarf wird überwiegend durch gasförmige Koppelenergieträger bzw. durch Abhitze gedeckt.

Für die Abschätzung der Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs bis zur Jahrhundertwende wird in erster Näherung auf die erwartete Rohstahlproduktion zurückgegriffen. Trotz der zur Zeit positiven konjunkturellen Entwicklung der Stahlbranche sind die längerfristigen Erwartungen für die gesamte Rohstahlerzeugung von weniger günstigen Randbedingungen geprägt. Zum einen ist der internationale Stahlmarkt durch einen zunehmenden Konkurrenzdruck gekennzeichnet, zum anderen ist fraglich, ob nachlassende Inlandsmärkte wie in der Vergangenheit durch zusätzliche Nachfrage in bestimmten Branchen kompensiert werden können. So konnte bei einem im Inland insgesamt stagnierenden Stahlverbrauch in den letzten Jahren der nachlassende Bedarf des Schiffbaus und der Ölindustrie durch den Mehrverbrauch bei den Kraftfahrzeugherstellern und im Maschinenbau im weitesten Sinne wieder ausgeglichen werden. Zudem ist zu berücksichtigen, daß bessere Rohstahlqualitäten, wie z.B. hochfeste Automobilstähle, zu Gewichtseinsparungen beitragen, die sich ebenfalls restriktiv auf die gewichtsbezogene Stahlproduktion auswirken. Ein großer Unsicherheitsfaktor ist schließlich in der unterschiedlichen staatlichen Stahlpolitik innerhalb und außerhalb der EG-Staaten zu sehen, die sich für den Bereich der Bundesrepublik negativ auf die Stahlerzeugung auswirken könnte.

Unter diesen restriktiven Entwicklungsmöglichkeiten liegt der Erwartungswert für die Jahrhundertwende bei etwa 35 Mio t Rohstahl. Dies bedeutet gegenüber dem Referenzjahr 1987 eine geringfügige Reduzierung der Stahlproduktion und somit in erster Näherung auch des Prozeßdampfbedarfs um etwa 5 %. Die entsprechenden Verhältnisse sind in Tab. 3.9 dargestellt. Dementsprechend weisen im Jahre 2000 acht Industrieunternehmen einen Dampfbedarf für Produktionszwecke (Technisches Potential) über 100 t/h auf.

Auch über die '90er Jahre hinaus ist zu erwarten, daß die Hochofentechnologie in den integrierten Hüttenwerken das bedeutendste Stahlerzeugungsverfahren in der Bundesrepublik Deutschland bleiben wird. Dementsprechend wird die Dampferzeugung auch zukünftig an den großen Standorten im Rahmen einer integrierten Energiewirtschaft überwiegend durch die Koppelenergieträger Kokerei-, Gicht- und Konvertergas sowie durch Abwärmenutzung erfolgen. Da diese Form der Prozeßdampferzeugung sich bei den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen nicht für eine Substitution durch nukleare Anlagen eignet, kann für den HTR-Einsatz zur Prozeßdampfversorgung in der Eisenschaffenden Industrie kein Nukleares Potential ermittelt werden.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Für die Eisenschaffende Industrie lassen sich die Ergebnisse dahingehend zusammenfassen, daß dem Prozeßdampfbedarf nicht die mengenmäßige Bedeutung, wie z.B. in der Chemischen Industrie, zukommt. Des weiteren ist für die großen integrierten Hüttenwerke die konsequente, wirtschaftlich optimierte Nutzung von im Werk erzeugter Koppelenergie (Gichtgas, Kokereigas, Konvertergas) sowie die Abhitzeverwertung kennzeichnend. Nach Versorgung der Gasverbraucher im Hüttenbereich werden die verbleibenden Koppelgase in Dampfkesseln verfeuert. Der nicht zur Dampfbedarfsdeckung der

verschiedenen Werksverbraucher benötigte Dampf wird in der Regel verstromt. Bedingt durch die hohen Prozeßtemperaturen der Produktionstechnik fallen des weiteren große Abwärmemengen an, die zusätzlich in beträchtlichem Maße zur Prozeßdampf- und Heizwärmeversorgung genutzt werden. Unter diesen Randbedingungen ist für den HTR-Einsatz zur Prozeßdampfversorgung in den bestehenden Strukturen der großen integrierten Hüttenwerke kein Nukleares Potential zu erkennen ⁶. Tab. 3.9 stellt die Ergebnisse der prozeßdampforientierten Potentialermittlung nochmals in zusammengefaßter Form dar.

Eisenschaffende Industrie [27]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung Prozeßdampfbedarf	36	8.938 t/h	14	8.263 t/h	9	7.540 t/h
		36	3.455 t/h	8	2.487 t/h	5	1.973 t/h
2000	Technisches Potential	36	3.282 t/h	8	2.362 t/h	5	1.874 t/h
	Nukleares Potential			–	–	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			–		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	–	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	–	–

Tab. 3.9: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Eisenschaffende Industrie [27]

⁶ Es werden zur Zeit auch grundsätzlich neue Systeme zur Verbesserung der Stahlherstellungsprozesse diskutiert /60, 61/. So könnte die HTR-Technik durch Kombination zwischen der Eisenbadtechnologie und geplanten Verfahren der Kohleveredelung für die Verwendung von nuklearer Hochtemperaturprozeßwärme erweiterte Einsatzmöglichkeiten finden.

3.3.4 NE-Metallerzeugung, -halbzeugwerke, -gießereien

Überblick

Die statistischen Daten weisen im Jahre 1987 für den NE-Metallsektor einen Endenergieverbrauch von rd. 3,6 Mio t SKE aus. Dies entsprach einem Anteil von knapp 5 % am gesamten Energiebedarf der Industrie. Mit über 17 TWh zählt die NE-Metallbranche zu den ausgesprochenen Stromgroßverbrauchern, dementsprechend ist der Anteil am industriellen Gesamtstrombedarf mit rd. 11 % sehr hoch.

Die Produktion von Nichteisenmetallen (Aluminium, Kupfer, Zink, Blei, Cadmium, Zinn etc.) erfolgt in der Bundesrepublik Deutschland einerseits durch Verhüttung von Primärrohstoffen (Gewinnung), andererseits durch Umschmelzen von Sekundärrohstoffen (Recycling). Die NE-Metallbranche setzt sich somit aus insgesamt fünf Wirtschaftszweigen zusammen:

- NE-Leichtmetallhütten [2811]
- NE-Schwermetallhütten [2813]
- NE-Metallumschmelzwerke [2816]
- NE-Metallhalbzeugwerke [2850]
- NE-Metallgießerei [2950]

Die einzelnen Wirtschaftszweige haben jeweils äußerst unterschiedliche Anteile an den in Tab. 3.10 für die Gesamtbranche der NE-Metallindustrie aufgeführten Kenngrößen. Für die Potentialermittlung zum Einsatz der HTR-Referenzanlagen stehen die Leichtmetallhütten aufgrund der erkennbaren Produktions- und somit auch Energiebedarfskonzentration im Vordergrund der weiteren Ausführungen.

NE-Metallerzeugung, -halbzeugwerke, -gießereien
[28] u. [2950]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	3,6	
/1/	Stromverbrauch	2,1	17,3
/2/	Eigenstromerzeugung	0,2	1,7
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	433	
/2/	Beschäftigte	102,2 Tsd	
/4/	Produktion	0,738 Mio t H. Alu ²	
/8/	Bruttowertschöpfung	6,5 Mrd DM	
/2/	Umsatz	24,7 Mrd DM	
/5/	Energieaufwendungen in % des Umsatzes (im Jahre 1980)	9,1 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch) Werte gerundet
²in den NE-Leichtmetallhütten [2811]

Tab. 3.10: Kenngrößen der NE-Metallindustrie [28], [2950] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

Der Verbrauch fossiler Endenergieträger in der NE-Metallindustrie ist im Verlauf der letzten 30 Jahre relativ konstant geblieben. Der Anstieg des gesamten Endenergieverbrauchs ab dem Jahre 1967 ist fast ausschließlich auf die Zunahme des Stromverbrauchs zurückzuführen, der seine Ursache vornehmlich in der Kapazitätsausweitung der stromintensiven Hüttenaluminiumindustrie hat.

Die Höhe und Struktur des Energieverbrauchs wird durch unterschiedliche Produktionsverfahren und ungleiche Beiträge zur Gesamtproduktion der einzelnen Wirtschaftszweige erheblich beeinflusst. Die NE-Leichtmetallhütten sind mit einem Anteil am Endenergieverbrauch von über 50 % die bedeutendsten Energieabnehmer. Hier wird das aus Bauxit gewonnene Aluminiumoxyd (Tonerde) auf elektrolytischem Wege nach dem Hall-Heroult-Verfahren in Aluminium und Sauerstoff zerlegt. Dementsprechend dominiert in diesem Wirtschaftszweig die Elektrizität mit einem Anteil von über 70 %.

Mit jeweils rd. 20 %-Anteilen am Endenergieverbrauch der Gesamtbranche folgen die NE-Schwermetallhütten und NE-Metallhalbzeugwerke. Durch Sinterung, Raffination oder Elektrolyse werden in diesen Hütten aus Kupfer-, Blei-, Zinn- und Zinkerzen Schwermetalle gewonnen. Zusammen mit dem Hüttenaluminium werden diese NE-Metalle in den Halbzeugwerken zu Vorprodukten weiterverarbeitet. Auf die NE-Metallumschmelzwerke und NE-Metallgießereien entfallen jeweils rd. 5 % des Endenergieverbrauchs.

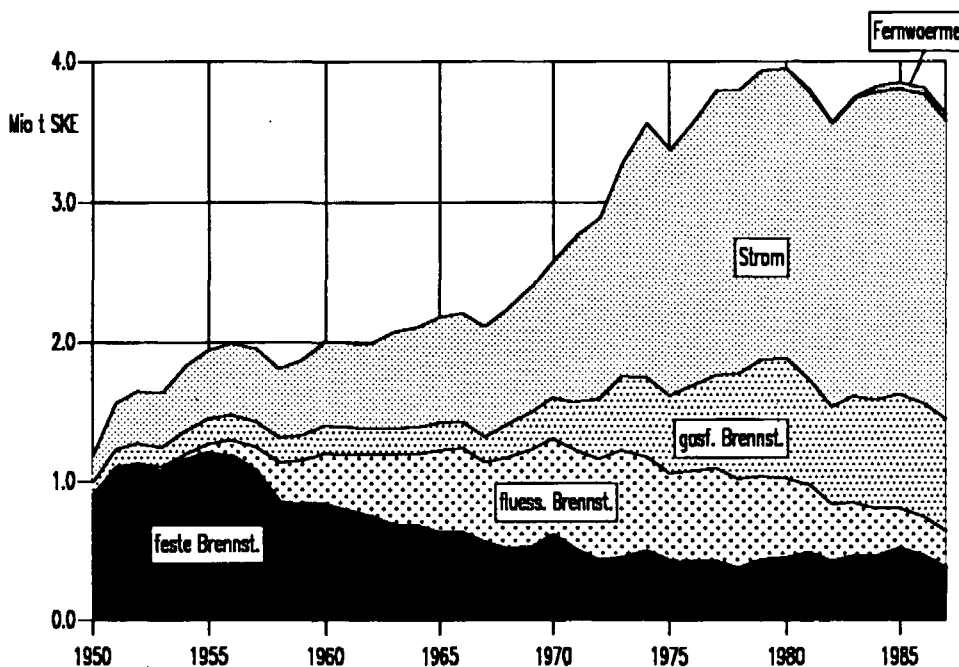


Bild 3.28: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der NE-Metallindustrie [28], [2950] von 1950 - 1987 /1/

Im Jahre 1982 war die Struktur der Energieverwendung in der NE-Metallbranche mit rd. 85 % durch den Direkteinsatz in der Produktion bestimmt /7/. Neben der Schmelzflußelektrolyse zur Herstellung von Hüttenaluminium sind hier die elektrischen Schmelz- und Raffinationsverfahren sowie brennstoffgefeuerte Schmelzöfen die den Energieverbrauch bestimmenden Anlagen. Mit einem Anteil von 5 % war der Bedarf für Raumheizung und Brauchwasserbereitstellung wie in allen Branchen der Grundstoff-

und Produktionsgüterindustrie, in dem sich die Energieverwendung auf den Direkteinsatz in der Produktion konzentriert, gering. Größere Prozeßdampfmengen werden insbesondere beim Bauxitaufschluß zur Herstellung von Aluminiumoxyd in den NE-Leichtmetallhütten benötigt.

Der Anteil der Eigenstromerzeugung lag im Jahre 1987 bei rd. 10 %. In Zusammenarbeit mit der öffentlichen Stromversorgung kommen überwiegend Kondensationsmaschinen zum Einsatz. Bei einer installierten Nennleistung von rd. 360 MWe entfallen nur 13 % auf Gegendruck- bzw. Entnahmekondensationsanlagen, dies dokumentiert die geringe Bedeutung der Kraft-Wärme-Kopplung in dem Wirtschaftszweig der NE-Metallindustrie.

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die bisherigen Ausführungen geben einen Überblick auf die Energieversorgung sowie Energieverwendungsstruktur in der NE-Metallindustrie. Es ist zu erkennen, daß in dieser Branche der Strombedarf für Elektrolyse- und Schmelzprozesse sowie die direkte Ofenfeuerung mit fossilen Energieträgern von wesentlicher Bedeutung sind. Daneben spielt der Dampfbedarf für Produktionszwecke nur eine untergeordnete Rolle. In der zugrunde gelegten Datenbasis sind überwiegend Dampfkessel im Bereich der Leichtmetallhütten sowie der Weiterverarbeitung des Hüttenaluminiums in den Halbzeugwerken erfaßt. Bei den Schwermetall- und Umschmelzwerken sowie den Gießereien kann der ohnehin nur geringe Dampfbedarf vielfach durch Abhitze gedeckt werden. Die weitere Analyse konzentriert sich somit auf die Hüttenaluminiumproduktion in den Leichtmetallwerken, da hier ein für den HTR-Einsatz ausreichend hoher Prozeßdampfbedarf erwartet werden kann.

In Bild 3.29 ist die Leistungsstruktur der Dampfkessel dargestellt. Es sind 55 Kessel mit einer Leistung von rd. 2700 t/h erfaßt. Etwa 20 % der Kesselleistung liegt in einem Bereich bis 50 t/h, etwa 50 % liegt in der Größenklasse zwischen 50 und 100 t/h. Bei der Feuerungsstruktur ist ein Schwerpunkt bei den Gas- bzw. Gas-Misch-Feuerungen zu erkennen, etwa 40 % der installierten Gesamtleistung ist hierfür ausgelegt. Öl- bzw. Kohlefeuerungen haben Anteile von jeweils etwa 15 bzw. 30 %.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Die standortspezifische Zusammenfassung der in Bild 3.29 dargestellten Dampfkessel führt auf 25 Unternehmen. Unter Berücksichtigung des Dampfeinsatzes zur Speisewasservorwärmung, zur Kondensationsstromerzeugung sowie der Reservebereitstellung läßt sich der derzeitige Prozeßdampfbedarf ermitteln. Die Rechnungen zeigen, daß von insgesamt 25 Industriestandorten 21 Werke unter einem Dampfbedarf für Produktionszwecke von 100 t/h liegen. Nur vier Standorte liegen über dieser Grenze in einem Bereich zwischen 100 und 300 t/h. Eine Disaggregation nach Wirtschaftszweigen macht deutlich, daß im wesentlichen die Leichtmetallhütten sowie die der Rohstoffversorgung zuzuordnenden Werke einen nennenswerten Prozeßdampfbedarf haben.

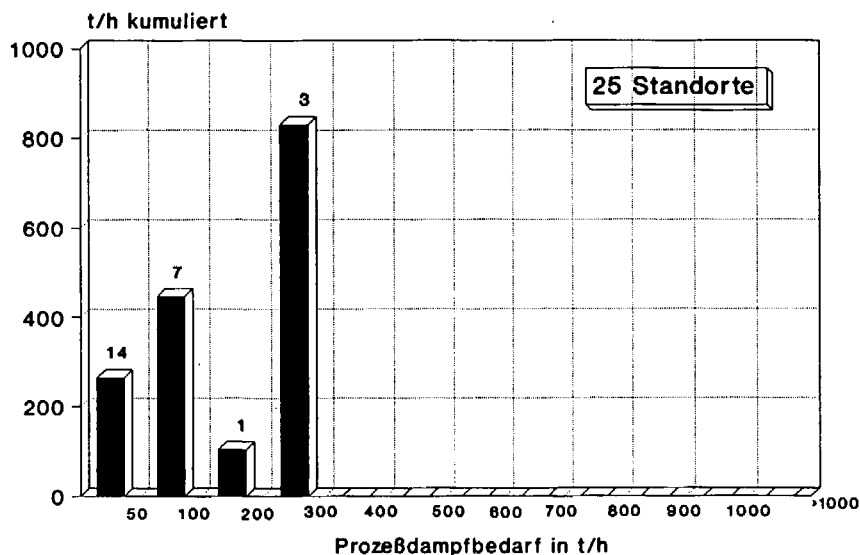
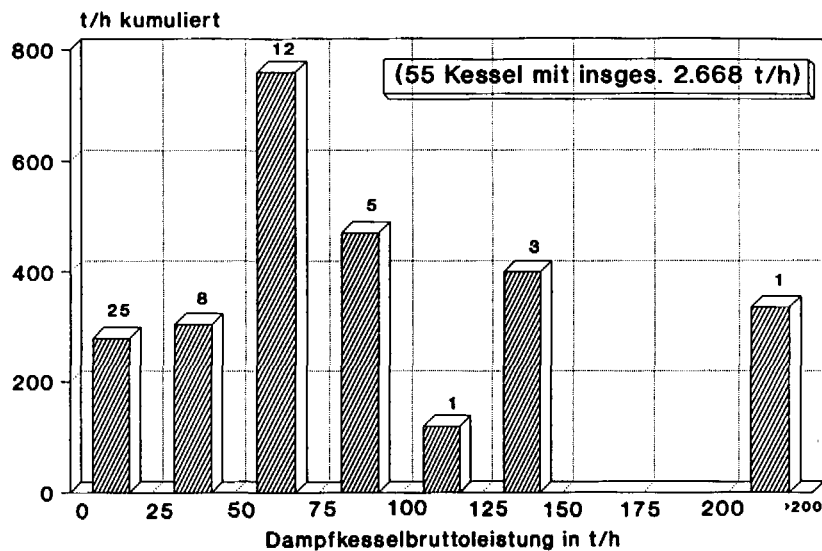


Bild 3.29: Leistungsstruktur der Dampfkessel und Prozeßdampfbedarf in den NE-Leichtmetallhütten [2811] und den NE-Metallhalbzeugwerken [2850] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs in Anlehnung an den Brennstoffeinsatz ist hier nicht möglich, da entsprechend der Chemischen Industrie oder den Raffinerien die Brennstoffe sowohl zur direkten Befeuerung von Verfahrensprozessen als auch zur Prozeßdampferzeugung verwendet werden. Für die Prognose wird in dieser Arbeit somit näherungsweise auf die Hüttenaluminiumproduktion zurückgegriffen.

Von dem gesamten bundesdeutschen Hüttenaluminiumverbrauch in Höhe von rd. 1,9 Mio t wurden im Referenzjahr 1987 rd. 0,74 Mio t (63 %) in den Leichtmetallhütten erzeugt. Die gesamte Jahreskapazität der sieben Hüttenaluminiumwerke betrug 0,745 Mio t. Dies verdeutlicht, daß die Kapazitätsauslastung der Primärhütten im Jahre 1987 mit über 95 % auf einem sehr hohen Niveau lag.

Die Produktion von Hüttenaluminium findet in der Bundesrepublik nach dem Hall-Heroult-Verfahren statt. Dabei wird Aluminium auf elektrolytischem Wege aus Aluminiumoxid gewonnen. Das Verfahren ist durch sehr hohe spezifische Stromverbrauchswerte gekennzeichnet, die zur Zeit durchschnittlich bei etwa 15.000 KWh/t Hüttenaluminium liegen. Dies dokumentiert die hohe Bedeutung des Strompreises für diesen Wirtschaftszweig. In Bild 3.30 ist die Produktionsentwicklung im Verlauf der letzten drei Jahrzehnte dargestellt. Es ist deutlich der Anstieg zu Beginn der '70er Jahre zu erkennen, der seine Ursache in rascher Kapazitätsausweitung hatte.

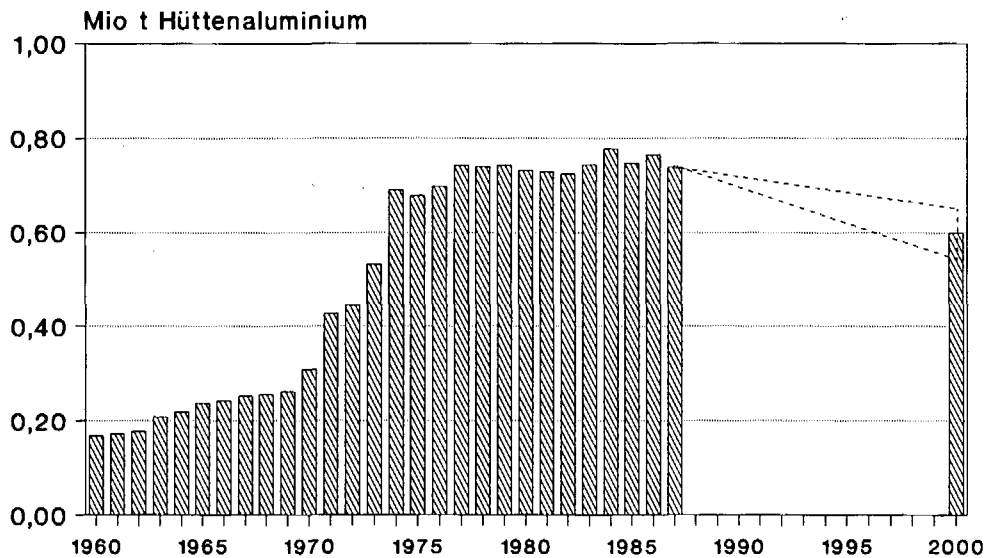


Bild 3.30: Entwicklung und Prognose der Hüttenaluminiumproduktion von 1960 - 2000 /4/

In der Zukunft sind für den Standort Bundesrepublik Deutschland Nachteile hinsichtlich der Rohstoffbereitstellung und auch hinsichtlich der Strompreise zu erkennen. Bis Anfang der '90er Jahre laufen die gegenwärtigen Strombezugsverträge der Hüttenaluminiumwerke aus, so daß eine erhebliche Belastung dieser Branche durch Strompreisanhebungen erwartet werden kann. Eine Weitergabe dieser Energiekosten ist nicht möglich, da die Leichtmetallpreise weitgehend vom Weltmarkt vorgegeben werden. In Anlehnung an die Eisenschaffende Industrie zeigt sich bei der Hüttenaluminiumproduktion ebenfalls eine Tendenz zu Qualitätserzeugnissen, wie beispielsweise zu höchstreinem Aluminium, und zu Spezialprodukten, während gleichzeitig bei den Massenprodukten die ehemals große Bedeutung der Marktnähe zwischen Produzent und Verbraucher weiter abnimmt.

Unter diesen für die Produktionsmenge negativen Randbedingungen ist zu erwarten, daß sich die bundesdeutsche Hüttenaluminiumproduktion bis zur Jahrhundertwende nicht auf dem derzeitigen Niveau halten kann. Die Abschätzung der Produktions- bzw. Kapazitätsreduzierung ist aufgrund der vielfältigen, für die einzelnen Werke unterschiedlichen Einflußgrößen problematisch. Eine strompreisbezogene Betrachtung nach /62/ errechnet eine Reduzierung der Hüttenkapazitäten um etwa 160.000 t, wohingegen nach /63/ auch die Stilllegung von bis zu zwei Drittel der Kapazitäten möglich erscheint. Letztere Angabe liegt in der Größenordnung einer auf Basis monetärer Bezugsgrößen prognostizierten Energieverbrauchsentwicklung /47/. Hier wird bis zum Jahre 2010 ein Rückgang des eng mit der

Hüttenaluminiumproduktion verbundenen Strombedarfs um insgesamt über 60 % erwartet. Nach Rücksprache mit Fachleuten der Branche wird im Rahmen dieser Arbeit unterstellt, daß die zukünftige Hüttenaluminiumproduktion von 0,74 Mio t im Jahre 1987 auf eine Bandbreite zwischen 0,55 und 0,65 Mio t bis zur Jahrhundertwende zurückgeht. Wie in Kap. 3.2 erläutert, wird vereinfachend unterstellt, daß sich diese Reduzierung gleichmäßig auf die derzeitigen Standorte zu Ungunsten der jeweiligen Kapazitätsauslastung verteilt.

Unter Verwendung des Mittelwerts dieser erwarteten Produktionsentwicklung als beschreibende Kenngröße für die zukünftige Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs ergeben sich für die größten Standorte der NE-Metallerzeugung die in Bild 3.31 dargestellten Verhältnisse. Bei drei Werken liegt das Technische Potential zur Jahrhundertwende dann knapp über 200 t/h. Dies entspricht einem Nuklearen Potential an drei Industriestandorten, das jeweils durch den Einatz der kleineren Referenzanlage (2 x 100 MWth) gedeckt werden kann. Aus Bild 3.31 ist ebenfalls die Sensitivität der ermittelten Werte zu erkennen. Schon bei einem um 10 - 15 % geringeren Prozeßdampfbedarf sind aufgrund mengenmäßiger Restriktionen bei den in dieser Arbeit zugrunde gelegten Annahmen keine Standorte dem Einsatz nuklearer Anlagen mehr zugänglich.

Unter Berücksichtigung der Altersstruktur der installierten Kesselanlagen ergibt sich für den Untersuchungszeitraum 1996 - 2005 ein Markteinführungspotential an zwei Standorten. Die als Substitutionspotential ermittelten Kessel werden überwiegend mit Öl bzw. Gas befeuert.

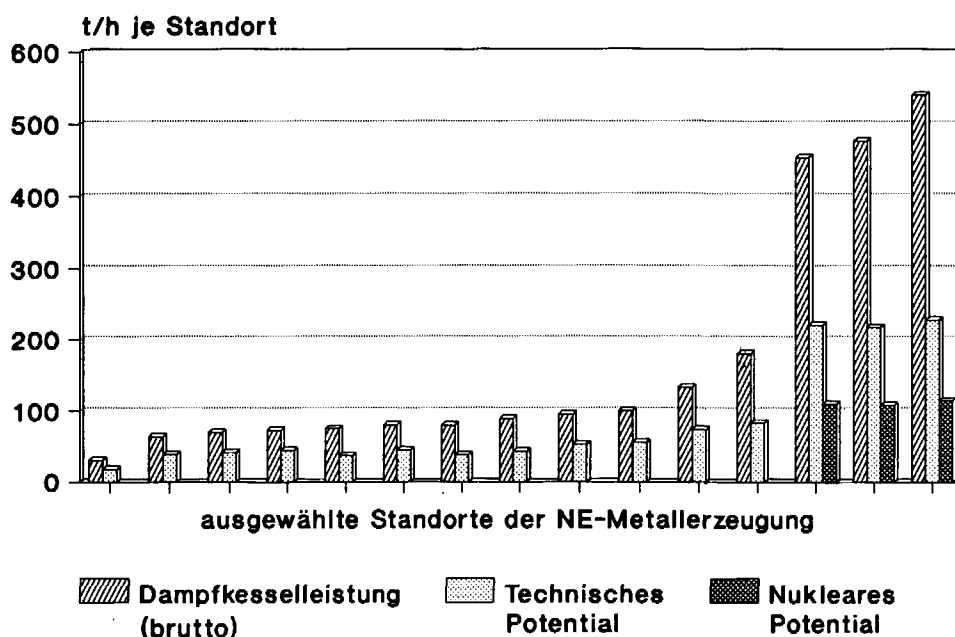


Bild 3.31: Dampfkesselbruttoleistung im Jahre 1987, Technisches und Nukleares Potential im Jahre 2000 für ausgewählte Standorte in der NE-Metallindustrie [2811], [2850] /29/ und eigene Berechnungen

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Bei der Potentialermittlung zum HTR-Einsatz zur Prozeßdampfversorgung in der NE-Metallindustrie stehen die Leichtmetallhütten aufgrund der erkennbaren Produktions- und somit auch Energiebedarfskonzentration im Vordergrund der Betrachtung. Die Hüttenaluminiumproduktion ist in erster Linie ein stromintensiver Prozeß, der Dampfbedarf für Produktionszwecke spielt eine eher untergeordnete Rolle. Die in Tab. 3.11 zusammengefaßte Darstellung der prozeßdampforientierten Ergebnisse zeigt, daß im Jahre 2000 ein Nukleares Potential für drei Standorte ermittelt werden konnte. Die berechnete Höhe des nuklear zu deckenden Dampfbedarfs liegt jeweils knapp über der für die kleinere Referenzanlage (2 x 100 MWth) gesetzten Mindestschwelle von 100 t/h. Insgesamt ergibt sich somit ein Nukleares Anlagenpotential von 6 Anlagen zu je 100 MWth.

Entsprechend den Verhältnissen in der Chemischen Industrie und der Mineralölverarbeitung ist die Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen in der NE-Metallindustrie hoch, so daß ein Betrieb der nuklearen Anlagen im Grundlastbereich erwartet werden kann.

NE-Metallerzeugung [28]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	25	2.668 t/h	6	1.885 t/h	3	1.472 t/h
	Prozeßdampfbedarf	25	1.645 t/h	4	934 t/h	3	830 t/h
2000	Technisches Potential	25	1.317 t/h	3	664 t/h	3	664 t/h
	Nukleares Potential			3	332 t/h	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			2		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	6 Anlagen	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	4 Anlagen	–

Tab. 3.11: Zusammenfassung der Ergebnisse für die NE-Metallerzeugung [2811], [2850]

3.3.5 Gummiverarbeitung

Überblick

Die Gummiverarbeitung gehört aus energetischer Sicht zu den kleineren Branchen des Verarbeitenden Gewerbes. Der Endenergieverbrauch lag im Jahre 1987 bei 0,76 Mio t SKE, dies entsprach einem Anteil von rd. 1 % am gesamten industriellen Endenergieverbrauch. Mit 1,8 TWh lag der sektorale Stromverbrauch ebenfalls in dieser relativen Größenordnung zum Gesamtstromverbrauch. Die Eigenstromerzeugung spielt in diesem Wirtschaftszweig mit 0,12 TWh keine bedeutende Rolle.

Obleich die Gummiverarbeitung als Zulieferer für fast alle anderen Industriezweige tätig ist, ist der wesentliche Einsatzbereich für Gummierzeugnisse das Kraftfahrzeug. Einen Schwerpunkt bilden hier bei der Betrachtung auf Gewichtsbasis die Erstaussstattungs- und Ersatzreifen. Neben Reifen sind weitere Produkte der Gummiverarbeitung die Weich- und Hartgummiwaren, Besohlmateral etc., die nach /10/ unter dem Begriff der *Technischen und Sonstigen Gummierzeugnisse (TSG)* zusammengefaßt sind. In Tab. 3.12 sind verschiedene Kenngrößen für diese Branche zusammengestellt.

Gummiverarbeitung [59]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	0,8	
/1/	Stromverbrauch	0,2	1,8
/2/	Eigenstromerzeugung	0,02	0,1
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	267	
/2/	Beschäftigte	98,0 Tsd	
/10/	Produktion	1,04 Mio t ²	
/8/	Bruttowertschöpfung	8,5 Mrd DM	
/2/	Umsatz	17,2 Mrd DM	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

²Bereitungen und TSG

Tab. 3.12: Kenngrößen der Gummiverarbeitung [59] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

In Bild 3.32 ist die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern im Verlauf der letzten dreieinhalb Jahrzehnte dargestellt. Die Gummiverarbeitung konnte bis zur ersten Ölpreiserhöhung einen deutlichen Anstieg des Energieeinsatzes auf knapp über 1 Mio t SKE verzeichnen. Danach ist wieder eine abfallende Tendenz zu erkennen, die sich bei in etwa konstanter Produktion hauptsächlich in Rationalisierungsanstrengungen und somit erhöhter Produktivität begründet. Es wird deutlich, daß der Energieverbrauchsrückgang in erster Linie auf einen reduzierten Brennstoffeinsatz zurückzuführen ist. Die mengenmäßige Entwicklung der einzelnen Endenergieträger zeigt auch in dieser Branche den für den überwiegenden Teil der Industrie typischen Substitutionsverlauf.

Über die Verwendungsstruktur der Endenergieträger gibt es keine detaillierte, branchenspezifische Untersuchung. Während der Stromeinsatz praktisch ausschließlich zur Deckung des Kraft- und Lichtbedarfs dient, werden die Brennstoffe hauptsächlich zur Deckung des Prozeßdampfbedarfs auf niedrigem Temperaturniveau sowie zur Raumheizung verwendet.

Wie bereits angesprochen, ist die Eigenstromerzeugung der Unternehmen gering. Bei den wenigen installierten Dampfturbinen handelt es sich überwiegend um kleinere Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

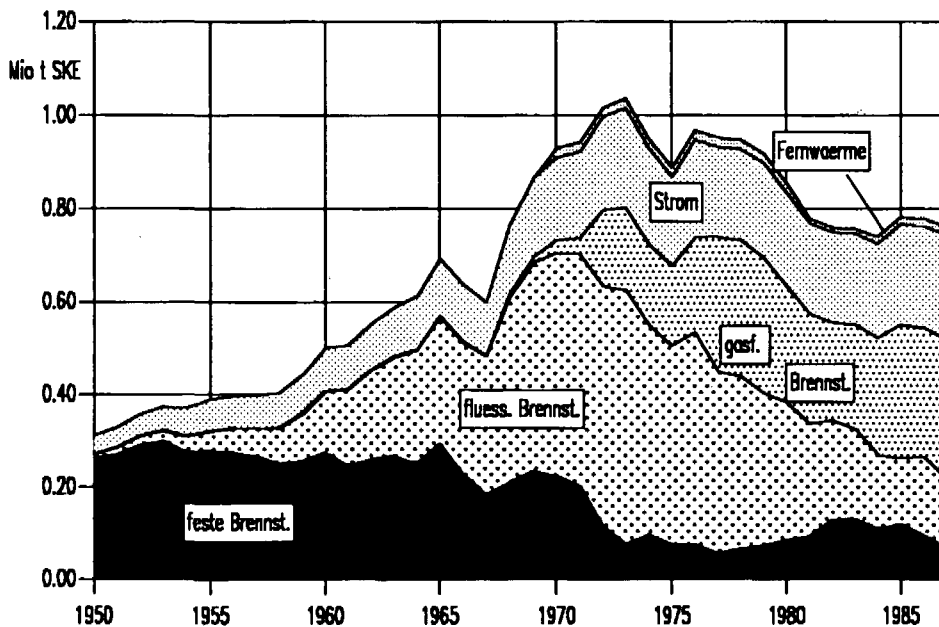


Bild 3.32: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Gummiverarbeitung [59] von 1950 - 1987 /1/

Analyse der Dampfkesselstruktur

In dieser Branche liegen nur wenige Kessel über einer Einzelleistung von 50 t/h. Bei etwa 80 ermittelten Kesseln ist der Schwerpunkt deutlich unterhalb von 50 t/h zu finden. Die Feuerungsstruktur weist etwa zur Hälfte Öl- bzw. Öl-Mischfeuerungen auf.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Die standortbezogene Zusammenfassung der zuvor beschriebenen einzelnen Dampfkessel führt auf 28 Unternehmen. Der Dampfbedarf für Produktionszwecke berechnet sich unter Berücksichtigung der Speisewasservorwärmung, der gekoppelten Stromerzeugung sowie der Reservevorhaltung zu insgesamt rd. 1200 t/h. Es liegen derzeit nur zwei Unternehmen in einem Bereich von jeweils knapp über 100 t/h (vgl. Bild 3.33).

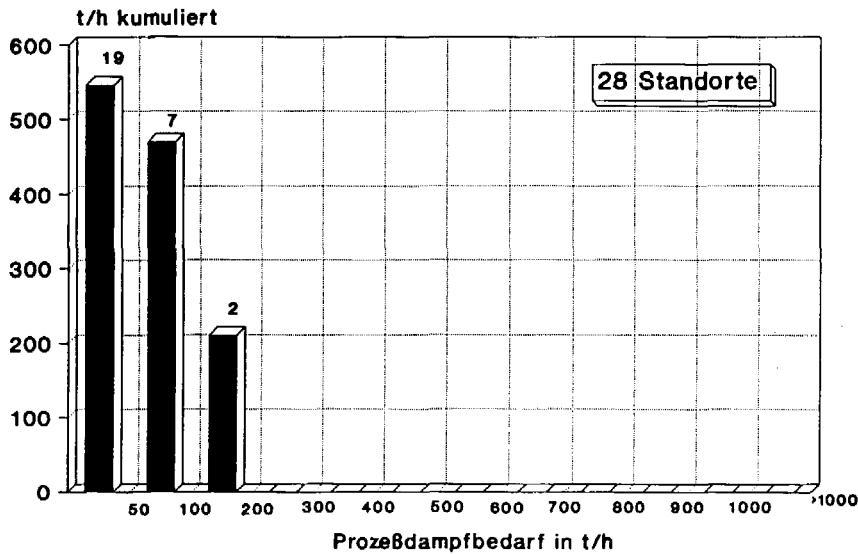


Bild 3.33: Prozeßdampfbedarf in der Gummiverarbeitung [59] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs erfolgt auch in diesem Wirtschaftszweig näherungsweise in Anlehnung an die erwartete Entwicklung des Brennstoffbedarfs. Der Brennstoffeinsatz ist seit Mitte der '70er Jahre deutlich rückläufig. Bei in diesem Zeitraum etwa konstanter mengenmäßiger Produktion im Bereich um 1 Mio t⁷ ist der spezifische Brennstoffbedarf somit ebenfalls rückläufig. Seit dem Jahre 1975 hat er sich von 0,77 t SKE/t Produkt auf derzeit 0,51 t SKE/t Produkt verringert. Dies entspricht einer Abnahme um über 30 %. Aufgrund der ab Mitte der '70er Jahre getätigten Rationalisierungsinvestitionen dürfte die zukünftige Entwicklung des spezifischen Brennstoffeinsatzes nicht die bisherige Dynamik beibehalten. Bis zur Jahrhundertwende wird eine weitere, wenn auch verlangsamte Abnahme um insgesamt 10 % unterstellt.

Als zweite Komponente wird der Brennstoffbedarf von der Produktion bestimmt. Die gewichtsmäßig ausgewiesene Produktionsmenge an Bereifungen und TSG stieg von etwa 0,5 Mio t im Jahre 1960 auf etwa 1 Mio t im Jahre 1987. Hierbei lag der Wachstumsschwerpunkt der Produktion im Verlauf der '60er Jahre. Danach machten sich sowohl die Substitutionskonkurrenz von Seiten der Kunststoffe, als auch das ständige Bemühen der Branche selbst, die verwendeten Stoffmengen zu reduzieren, bemerkbar. Die mengenmäßigen Wachstumsaussichten der Gummiverarbeitenden Industrie werden hauptsächlich durch die Nachfrage nach Reifen und TSG seitens der Kraftfahrzeugindustrie geprägt. Im Bereich der Bereifungen wird bis zur Jahrhundertwende eine stagnierende bzw. nur noch leicht steigende Produktionsentwicklung erwartet /65/. Für den Bereich der Technischen und Sonstigen Elastomererzeugnisse wird ebenfalls keine wesentliche Produktionsausweitung gesehen /45/, so daß die Gesamtproduktion zur Jahrhundertwende in einer Bandbreite zwischen 1,0 und 1,1 Mio t liegen dürfte. Unter Verwendung des Mittelwerts berechnet sich der Brennstoffeinsatz für das Jahr 2000 zu 0,48 Mio t SKE.

⁷ mengenmäßige Produktion von Bereifung und TSG (Technische und Sonstige Gummi-erzeugnisse) nach /10/

Der Brennstoffbedarf und somit in erster Näherung auch der Prozeßdampfbedarf reduzieren sich unter den beschriebenen Annahmen bis zum Jahre 2000 um etwa 10 % gegenüber dem Referenzjahr. Der auf Basis monetärer Bezugsgrößen prognostizierte Brennstoffbedarf nach /47/ liegt gegenüber dem in dieser Arbeit verwendeten mengenmäßigen Ansatz um etwa 20 % höher.

Die Reduzierung des Prozeßdampfbedarfs um 10 % führt für das Jahr 2000 zu einem Technischen Potential von insgesamt rd. 1100 t/h, das für keinen Standort über 100 t/h liegt. Zur Ermittlung des Nuklearen Potentials wird das Technische Potential vereinbarungsgemäß um die Hälfte vermindert. Es wird deutlich, daß der Einsatz nuklearer Anlagen der hier betrachteten Leistungsgröße aufgrund mengenmäßiger Restriktionen nicht möglich ist. Auch deutliche Abweichungen von dem zukünftig erwarteten Prozeßdampfbedarf können dieses Ergebnis nicht korrigieren.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Für den Wirtschaftszweig der Gummiverarbeitung zeigt sich, daß auch der Einsatz der kleineren HTR-Referenzanlage zur Prozeßdampfversorgung aufgrund mengenmäßiger Restriktionen bei den potentiellen Nutzern nicht erwartet werden kann. Des weiteren begünstigt die durchschnittliche Auslastung der energietechnischen Anlagen dieser Branche zwischen 2500 und 3500 h/a ebenfalls nicht den Einsatz von nuklearen Anlagen zur Wärmeversorgung im Grundlastbereich. Die entsprechenden Verhältnisse sind in Tab. 3.13 in der Übersicht zusammengefaßt dargestellt.

Gummiverarbeitung [59]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung Prozeßdampfbedarf	28	2.038 t/h	3	1.102 t/h	–	–
		28	1.227 t/h	2	211 t/h	–	–
2000	Technisches Potential	28	1.104 t/h	–	–	–	–
	Nukleares Potential			–	–	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			–		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	–	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	–	–

Tab 3.13: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Gummiverarbeitung [59]

3.3.6 Straßenfahrzeugbau

Überblick

Die Statistik weist im Bereich der Investitionsgüterindustrie die Branchen Straßenfahrzeugbau [33] sowie Luft- und Raumfahrzeugbau [35] gemeinsam aus. Der Sektor wird wirtschaftlich und energetisch zu über 90 % vom Straßenfahrzeugbau, d. h. von der Automobilindustrie geprägt, so daß bei dieser Branche auch der Schwerpunkt der nachfolgenden Betrachtungen liegt.

Im Jahre 1987 war der Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau mit etwa 4,6 % (3,5 Mio t SKE) am Endenergieverbrauch und mit 7 % (11,2 TWh) am Stromverbrauch der gesamten Industrie beteiligt. In Tab. 3.11 sind weitere Kenngrößen aufgeführt. Für die Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßdampfversorgung ist der Wirtschaftszweig [3311], in dem Kraftwagen und -motoren hergestellt werden, von wesentlicher Bedeutung. Hier ist aufgrund der Kapitalintensität der Fahrzeugproduktion eine deutliche Konzentration auf große Werke mit entsprechend hohem Energiebedarf zu erkennen.

Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau [33] u. [35]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	3,5	
/1/	Stromverbrauch	1,4	11,2
/2/	Eigenstromerzeugung	0,06	0,5
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	2523	(63) ²
/2/	Beschäftigte	920,6 Tsd	(464,5 Tsd) ²
/11/	Produktion	(4,6 Mio Fahrzeuge) ³	
/8/	Bruttowertschöpfung	78,6 Mrd DM	
/2/	Umsatz	218,0 Mrd DM (150,5 Mrd DM) ²	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

²Werte betreffen Hstg. von Kraftwagen u. -motoren [3311]

³Personen-, Kombi-, Liefer- und Lastkraftwagen, Omnibusse

Tab. 3.14: Kenngrößen des Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbaus [33], [35] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Eigenstromerzeugung

Wie in Bild 3.34 dargestellt, läßt der Trend des Endenergieverbrauchs seit Mitte der '50er Jahre trotz der ausgeprägten Reaktion auf den ersten Ölpreissprung einen kontinuierlichen Anstieg erkennen. Erst seit Ende der '70er Jahre stellte sich eine Stagnation auf hohem Niveau ein. In der Entwicklung der Endenergeträgerstruktur wird ein Substitutionsprozeß zugunsten der elektrischen Energie und des Erdgases sowie zu Lasten von Kohle bzw. Mineralöl deutlich. Der Strombedarf ist stetig angestiegen, so daß Elektrizität gegenwärtig den Endenergiebedarf des Sektors zu etwa einem Drittel deckt.

Die Verwendung der fossilen Energieträger ist im Straßenfahrzeugbau zum einen auf die Bereitstellung von Prozeßdampf und Heißwasser für die Produktion, zum anderen auf die Beheizung der großen Werkshallen ausgerichtet. Die Fernwärmeversorgung gehört seit Beginn der '80er Jahre ebenfalls zu dem Spektrum der Energieversorgung dieses Wirtschaftszweigs. In Heizkraftwerken werden neben der Eigenversorgung größere Dampf- bzw. Heißwassermengen für die öffentlichen Fernwärmenetze abgezweigt. Die Kraft-Wärme-Kopplung ist auf wenige Standorte konzentriert. Im Jahre 1987 betrug die Eigenstromerzeugung 0,5 TWh.

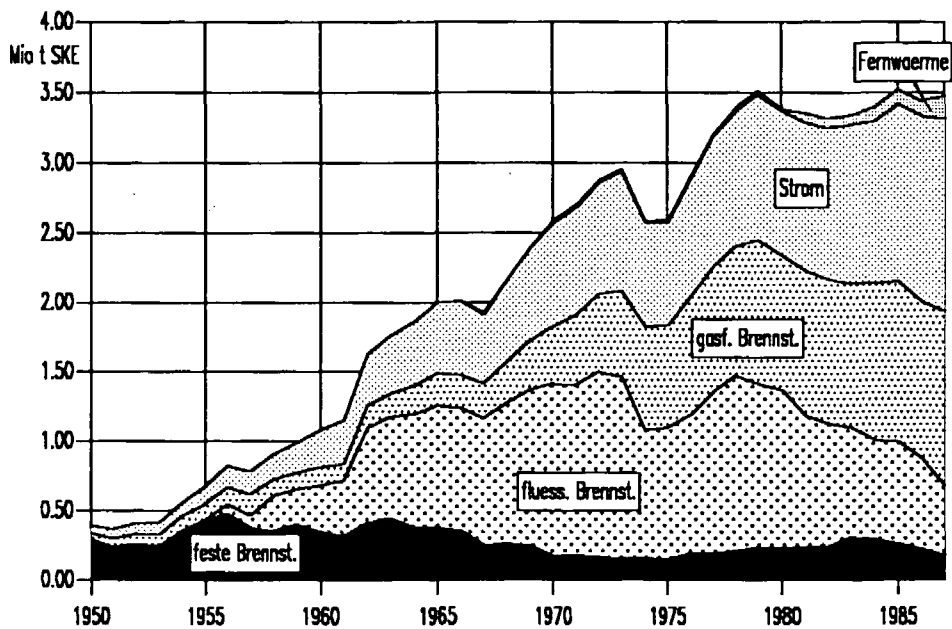


Bild 3.34: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur im Straßen-, Luft- und Raumfahrzeugbau [33], [35] von 1950 - 1987 /1/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Für den Wirtschaftszweig des Straßenfahrzeugbaus ist in Bild 3.35 die Leistungsstruktur der Dampfkessel dargestellt. Es sind 117 Kessel mit insgesamt rd. 7000 t/h Gesamtleistung erfaßt. Etwa 20 % der Kesselleistung konzentriert sich auf den Bereich unter 50 t/h. Im Bereich darüber sind etwa 50 Kessel mit insgesamt über 5400 t/h installiert. Die Auswertung der Feuerungsstruktur zeigt, daß etwa die Hälfte der Dampfkesselleistung mit Öl bzw. Öl-Mischfeuerungen ausgerüstet ist. Dies dokumentiert die immer noch große Bedeutung der flüssigen Energieträger in diesem Wirtschaftszweig.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Aufgrund der kapitalintensiven Anlageninvestitionen für die Montage von Kraftfahrzeugen sowie der Serienfertigung ist die Produktion auf große Standorte konzentriert. Die Zusammenfassung der im vorhergehenden Abschnitt global diskutierten Einzelkessel führt auf insgesamt 21 Werke. Zur Ermittlung des standortbezogenen Dampfbedarfs für Produktionszwecke wird auch in diesem Wirtschaftszweig

die in Kap. 3.2 beschriebene Methodik verwendet. Die Rechnungen ergeben, daß im Referenzjahr 1987 neun Werke über 100 t/h liegen. Der Schwerpunkt des Prozeßdampfbedarfs liegt in einem Bereich zwischen 100 und 250 t/h. Drei Standorte, bei denen ein ausgeprägter Verbund mit Fernwärmenetzen vorhanden ist, heben sich deutlich ab.

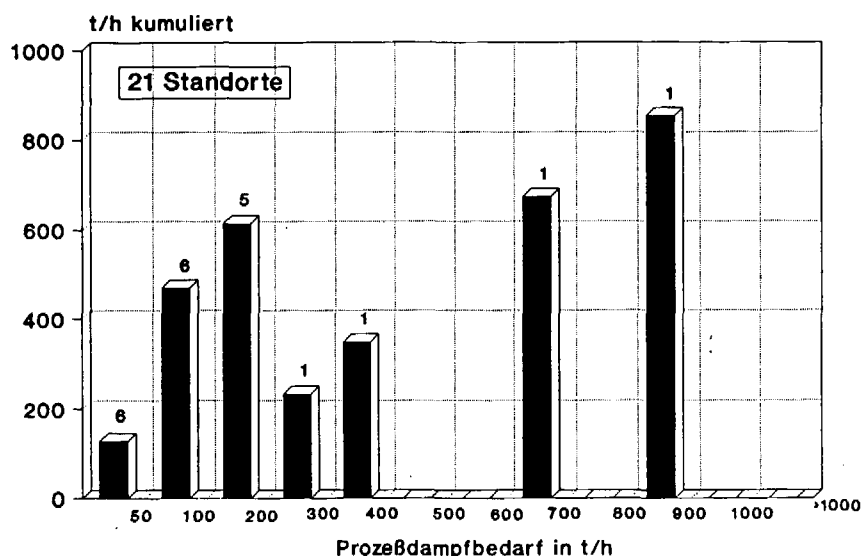
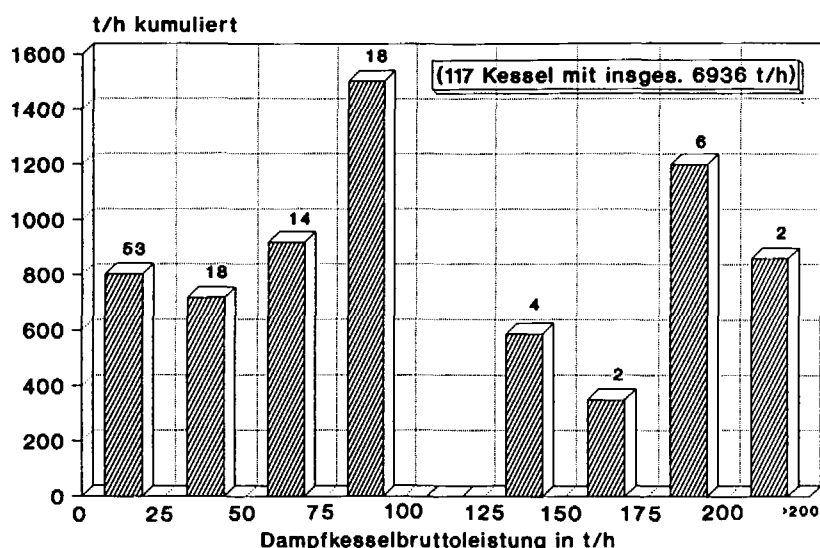


Bild 3.35: Leistungsstruktur der Dampfkessel und Prozeßdampfbedarf im Straßenfahrzeugbau [33] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

In der Vergangenheit ist die Bruttowertschöpfung des Straßenfahrzeugbaus wesentlich stärker gewachsen als die produzierte Fahrzeuganzahl. Dies weist auf eine zunehmende Tendenz zum qualitativen Wachstum hin, indem statt erhöhter Produktionsmengen qualitativ verbesserte und damit wertschöpfungsintensivere Produkte hergestellt werden. Es ist hiermit nicht notwendigerweise auch ein Energieverbrauchszuwachs verbunden. Für die Abschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs wird dementsprechend nicht auf spezifische Werte mit einer monetären Bezugsgröße, sondern auf die

mengenmäßige Kraftfahrzeugproduktion und den Brennstoffeinsatz von Kohle, Öl und Gas zurückgegriffen. Der Einsatz dieser fossilen Endenergieträger dient im Straßenfahrzeugbau überwiegend der Erzeugung von Prozeßdampf und Heißwasser für die Produktion sowie zu Beheizungszwecken der Werkshallen.

Der spezifische Brennstoffeinsatz (t SKE/Kraftfahrzeug) hat sich in dem Zeitraum 1960 - 1980 unter auslastungsbedingten Schwankungen um etwa 50 % erhöht (vgl. Bild 3.36). Danach ist innerhalb eines halben Jahrzehnts wieder ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen, der sich hauptsächlich in verstärkten Neuinvestitionen zur rationelleren Energienutzung begründet. Die abfallende Tendenz des spezifischen Brennstoffeinsatzes dürfte dementsprechend in den nächsten Jahren nicht die bisherige Dynamik beibehalten. Es wird unterstellt, daß bis zur Jahrhundertwende nur noch eine geringfügige Reduzierung stattfindet und der spezifische Verbrauch dann in etwa bei dem Anfang der '60er Jahre vorherrschenden Niveau liegt.

Mit einer Produktion von 4,6 Mio Kraftfahrzeugen hat die Automobilindustrie im Referenzjahr 1987 ihr bis dahin höchstes Produktionsergebnis erreicht. Damit hat sich die Produktionsmenge seit dem Jahre 1960, in dem ca. 2 Mio Fahrzeuge hergestellt wurden, mehr als verdoppelt. Über die Hälfte der Fahrzeuge werden zur Zeit im Ausland abgesetzt. In Anbetracht des erreichten hohen Produktionsniveaus wird bis zur Jahrhundertwende günstigstenfalls noch ein Anwachsen der Inlandsproduktion auf rd. 5 Mio Fahrzeuge erwartet /45/. Die Gründe liegen in den sich abzeichnenden Sättigungstendenzen im Inlandsmarkt und der zunehmenden Konkurrenz auf dem Weltmarkt durch die asiatischen Industrienationen.

Für die Fahrzeugproduktion in der Bundesrepublik Deutschland wird eine Bandbreite zwischen 4,5 und 5 Mio Fahrzeugen im Jahre 2000 unterstellt. Geht man für die Potentialermittlung von dem Mittelwert aus, so ändert sich der Brennstoffbedarf und somit in erster Näherung auch der Prozeßdampfbedarf bis zur Jahrhundertwende nicht signifikant. Diese Tendenz stimmt mit einer auf Basis monetärer Bezugsgrößen prognostizierten Entwicklung des zukünftigen Brennstoffbedarfs nach /47/ überein.

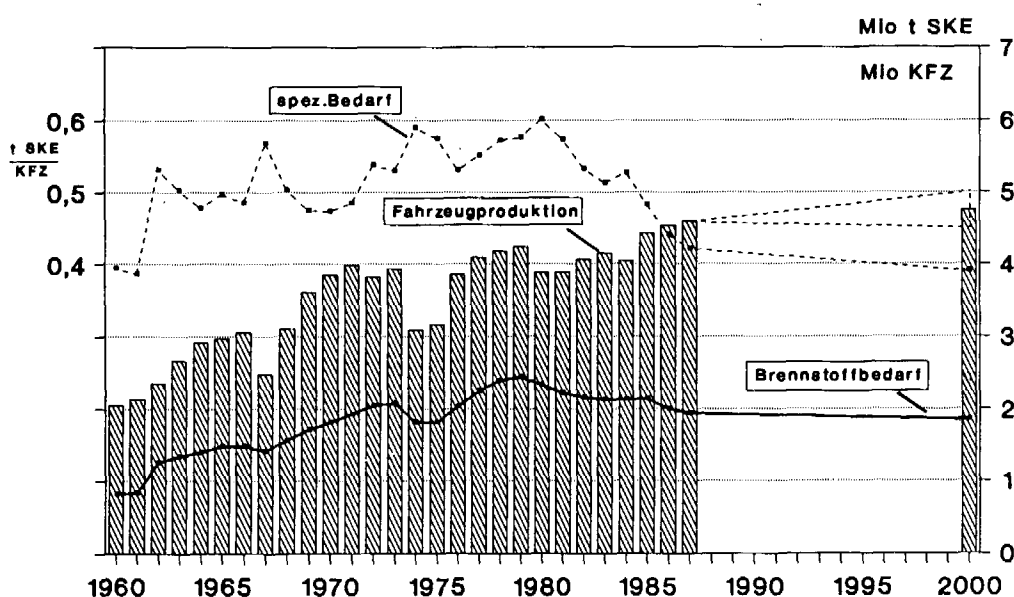


Bild 3.36: Entwicklung und Prognose der Fahrzeugproduktion und des Brennstoffbedarfs im Straßenfahrzeugbau [33] von 1960 - 2000 /1, 66/ und eigene Berechnungen

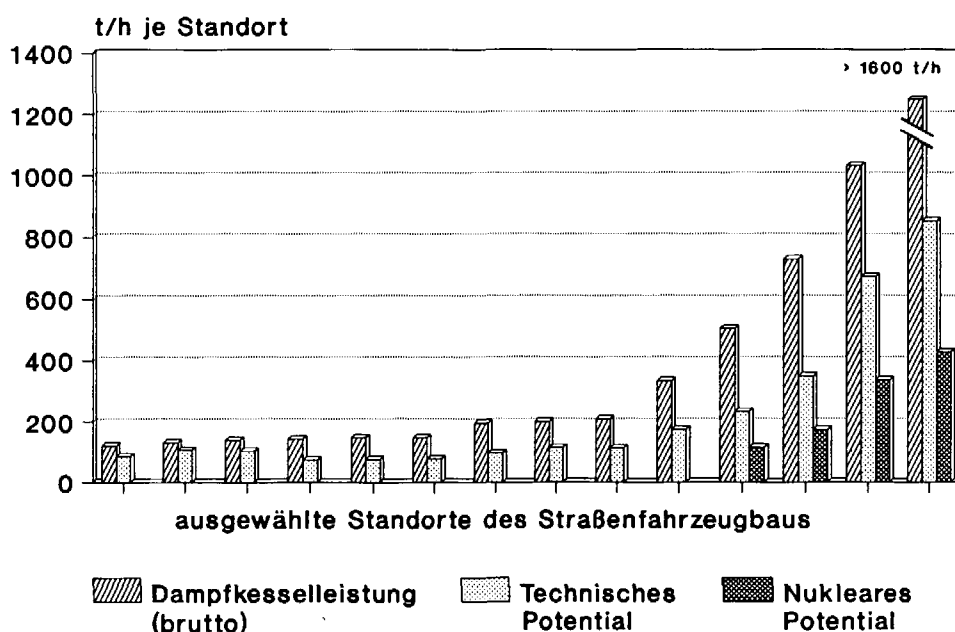


Bild 3.37: Dampfkesselbruttoleistung im Jahre 1987, Technisches und Nukleares Potential im Jahre 2000 für ausgewählte Standorte des Straßenfahrzeugbaus [33] /29/ und eigene Berechnungen

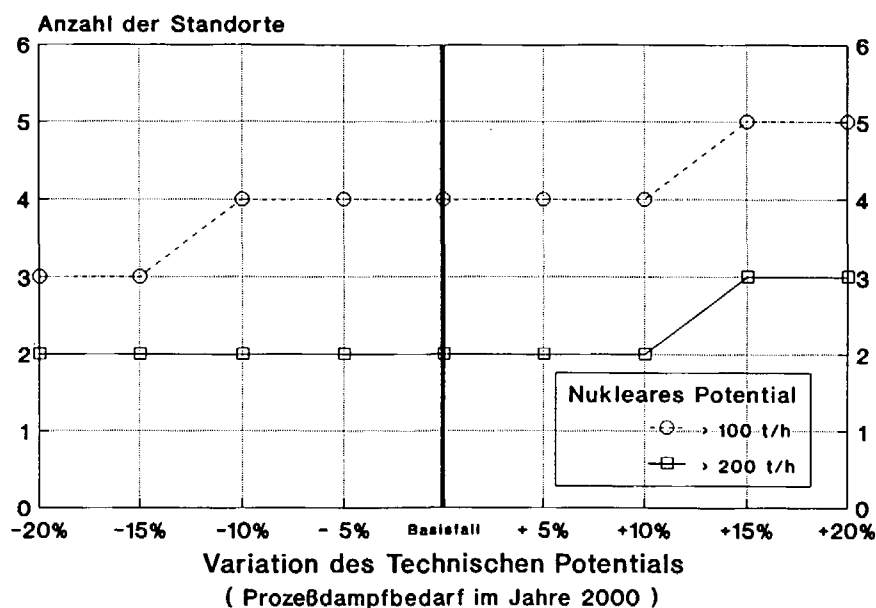


Bild 3.38: Sensitivitätsanalyse zum Prozeßdampfbedarf des Straßenfahrzeugbaus [33] im Jahre 2000

Für das Jahr 2000 ergibt sich somit ein Technisches Potential in der Größenordnung des derzeitigen Prozeßdampfbedarfs (vgl. Tab. 3.15). Das Nukleare Potential weist dementsprechend vier Standorte aus, von denen jeweils zwei Werke zwischen 100 und 200 t/h bzw. über 200 t/h liegen. Die entsprechenden Verhältnisse sind für die größeren Standorte des Straßenfahrzeugbaus in Bild 3.37 zusammengefaßt dargestellt. Die Sensitivitätsanalyse zeigt, daß selbst bei deutlicher Über- bzw. Unterschätzung des zukünftig erwarteten Prozeßdampfbedarfs keine wesentlichen Abweichungen vom Basisfall zu erwarten sind (Bild 3.38).

Das Markteinführungspotential ergibt sich auch hier unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Kesselanlagen. Die Zusammenfassung in Tab. 3.15 zeigt, daß alle vier für den HTR-Einsatz ermittelten Unternehmen ein genügend hohes Substitutionspotential aufweisen. Die zu ersetzenden Kessel werden überwiegend mit Öl und Gas bzw. deren Mischfeuerungen betrieben.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Entsprechend den Verhältnissen in der Mineralölverarbeitung weist auch der Straßenfahrzeugbau aufgrund der Kapitalintensität der Produktionsanlagen eine deutliche Konzentration auf große Werke bzw. Standorte auf. Die Verwendung der fossilen Energieträger dient überwiegend zur Bereitstellung von Prozeßdampf und Heißwasser sowie zur Heizung der Werkshallen.

Die zusammengefaßte Darstellung der Ergebnisse in Tab. 3.15 zeigt, daß für die Jahrhundertwende ein Nukleares Potential an insgesamt vier Standorten ermittelt werden konnte. Alle Standorte weisen im Zeitraum 1996 - 2005 ein genügend hohes Substitutionspotential auf. Die größere HTR-Referenzanlage kann bei der hier gewählten methodischen Vorgehensweise an zwei Standorten als Doppelblockanlage und als 3er-Anlage eingesetzt werden. Die Ausdehnung der Betrachtung auf Standorte mit einem nuklear zu deckenden Prozeßdampfbedarf von 100 t/h bzw. darüber hinaus ergibt für die kleinere Referenzanlage ein Nukleares Anlagenpotential von insgesamt 13 Einheiten. Neben zwei Doppelblockanlagen setzt sich dieses Potential jeweils aus einer 4er- bzw. 5er-Anlage zusammen.

Im Straßenfahrzeugbau unterliegt der jahreszeitliche Wärmebedarf einem deutlichen Rückgang während der Sommermonate, da in dieser Zeit kaum Bedarf für Heizung und Lüftung besteht. Des weiteren begünstigt der in der Regel vorherrschende Zweischicht-Betrieb mit Produktionsunterbrechung am Wochenende nicht den Einsatz einer nuklearen Wärmequelle in der Grundlastversorgung. Die Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen liegt etwa in einem Bereich zwischen 4000 und 4500 h/a. Unter diesen Randbedingungen müssen weitergehende standortspezifische Untersuchungen sowohl die technische Einbindung der nuklearen Anlagen als auch den wirtschaftlichen Betrieb in diesem Wirtschaftszweig näher analysieren.

Straßenfahrzeugbau [33]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	21	6.936 t/h	14	6.671 t/h	5	5.230 t/h
	Prozeßdampfbedarf	21	3.318 t/h	9	2.722 t/h	4	2.108 t/h
2000	Technisches Potential	21	3.318 t/h	9	2.722 t/h	4	2.108 t/h
	Nukleares Potential			4	1.053 t/h	2	763 t/h
1996-2005	Markteinführungspotential			4		2	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential (davon für die Markteinführung von 1996 - 2005 geeignet)	13 Anlagen 8 Anlagen	5 Anlagen 4 Anlagen

Tab. 3.15: Zusammenfassung der Ergebnisse für den Straßenfahrzeugbau [33]

3.3.7 Zuckerindustrie

Überblick

Für die Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen in der Nahrungs- und Genußmittelindustrie [68] und [69] ist es ausreichend, sich auf die Wirtschaftszweige der Zuckerindustrie [6821] sowie der Brauereien [6871] zu konzentrieren. Zum einen sind diese Branchen mit einem Anteil von rd. 18 % bzw. 12 %, entsprechend 0,95 bzw. 0,64 Mio t SKE, am Endenergieverbrauch der Nahrungsmittelindustrie die bedeutendsten Verbraucher. Zum anderen läßt die Produktionstechnik der anderen Wirtschaftszweige keine weiteren großen Prozeßdampfverbraucher erkennen.

Der Zuckerbedarf wird in der Bundesrepublik Deutschland überwiegend aus Zuckerrüben gedeckt. Bedingt durch kurze Transportwege ist eine deutliche Konzentration der Zuckerfabriken auf die Anbaugebiete zu erkennen. Im Jahre 1987 wurden in 51 Betrieben rd. 2,8 Mio t Verbrauchszucker produziert. In nachfolgender Tab. 3.16 sind weitere, die Zuckerindustrie beschreibende Kenngrößen zusammengestellt.

Zuckerindustrie [6821]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	0,95	0,74
/1/	Stromverbrauch	0,09	
/2/	Eigenstromerzeugung	0,08	0,68
/3/	Brennstoffverbrauch (zur Eigenstromerzeugung)	0,14	
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	51	
/2/	Beschäftigte	9,6 Tsd	
/4/	Produktion	2,77 Mio t Zucker	
/2/	Umsatz	4,8 Mrd DM	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

Tab. 3.16: Kenngrößen der Zuckerindustrie [6821] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Eigenstromerzeugung

Die Zuckerherstellung ist ein ausgesprochen wärmeintensiver Prozeß. Im Vergleich zur elektrischen Energie ist der Brennstoffeinsatz zur Wärmebereitstellung etwa um den Faktor 10 größer. Dies verdeutlicht die Entwicklung des Endenergieverbrauchs nach Energieträgern (Bild 3.39). Nach einem kontinuierlichen Anstieg des Energieverbrauchs mit Beginn der '70er Jahre ist ab dem Jahre 1981 wieder ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Wesentlicher Endenergieträger ist hier noch das Heizöl mit einem Anteil von über 40 %. Zentrale Stelle für die Wärmewirtschaft ist in der Zuckerindustrie die Verdampferstation. Von den verschiedenen Eindampfstufen laufen Brüden- und Kondensatleitungen zu den verschiedenen Verbrauchern. Das Eingangstemperaturniveau des Prozeßdampfes liegt etwa

bei 130° C. Die Verarbeitungsstufen umfassen neben der Saftgewinnung und -verarbeitung die Saft eindickung sowie die Kristallisation.

Bedingt durch die Betriebsweise und den gleichzeitigen Bedarf an Niedertemperatur-Prozeßwärme und Strom hat die gekoppelte Wärme- und Krafterzeugung in dieser Branche eine hohe Bedeutung. Wie die Angaben in Tab. 3.16 belegen, betrug der Anteil der Eigenstromerzeugung am gesamten Elektrizitätsbedarf im Jahre 1987 über 90 %. Die installierte Nennleistung liegt zur Zeit bei etwa 660 MWe /3/, es kommen fast ausschließlich Gegendruckanlagen zum Einsatz.

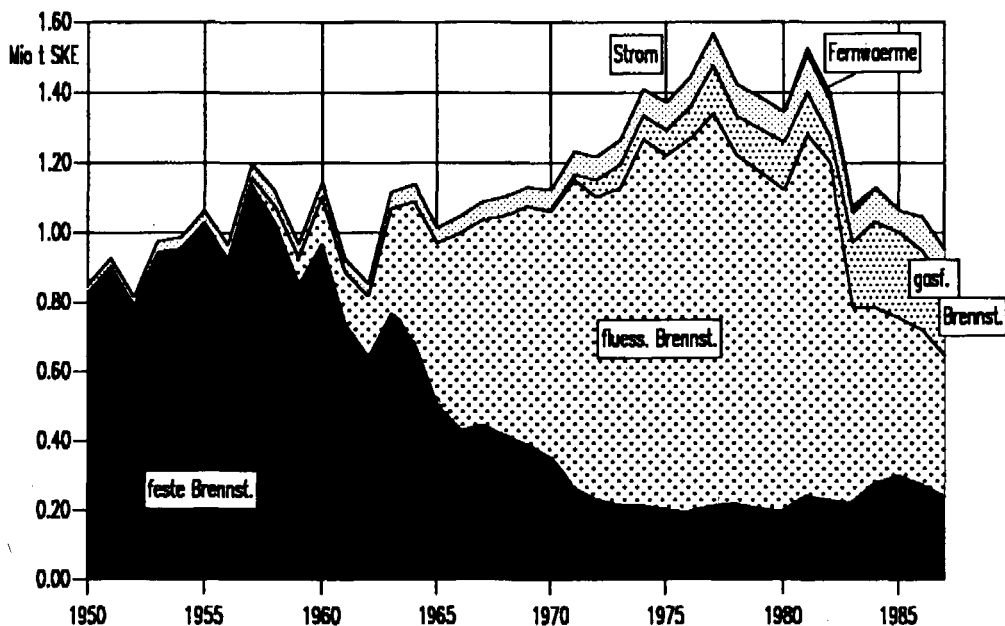


Bild 3.39: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Zuckerindustrie [6821] von 1950 - 1987 /1/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die Leistungsstruktur der Dampfkessel läßt erkennen, daß insgesamt 137 Kessel mit einer Gesamtleistung von rd. 5300 t/h erfaßt sind. Zahlenmäßig überwiegen die Kessel in dem kleineren Leistungsbereich unterhalb von 50 t/h. Hier sind über 100 Dampfkessel mit rd. 3000 t/h kumulierter Leistung zu finden. Die größten installierten Kesselleistungen liegen in der Zuckerindustrie bei etwa 100 t/h.

Bei der Feuerungsstruktur zeigt sich in Übereinstimmung mit Bild 3.39 die Bedeutung der flüssigen Brennstoffe. Etwa 70 % der Kesselleistung ist für Öl- bzw. Öl-Mischfeuerung ausgelegt. Der Anteil der Kohlefeuerungen liegt bei etwa 17 %, Gasfeuerungen sowie Abhitzennutzung spielen eine eher untergeordnete Rolle.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Im Gegensatz zu den anderen Wirtschaftszweigen der Nahrungs- und Genußmittelindustrie liegt die Anzahl der Betriebe in der Zuckerindustrie zur Zeit nur bei etwa 50 Werken. Dies läßt einen konzentrierten lokalen Energiebedarf erwarten.

Die ortsbezogene Zusammenfassung der einzelnen Dampfkessel führt auf 43 Unternehmen. Auch in dieser Branche weicht die mit dem HTR-Einsatz korrespondierende Kenngröße deutlich von der je Standort installierten Dampfkesselbruttoleistung ab. Berücksichtigt man bei vernachlässigbar geringer Kondensationsstromerzeugung den Dampfbedarf zur Speisewasservorwärmung sowie die Reservevorhaltung, so ergibt sich der in Bild 3.40 dargestellte derzeitige Dampfbedarf für Produktionszwecke. Die Rechnungen zeigen einen Schwerpunkt in dem Bereich zwischen 50 und 100 t/h.

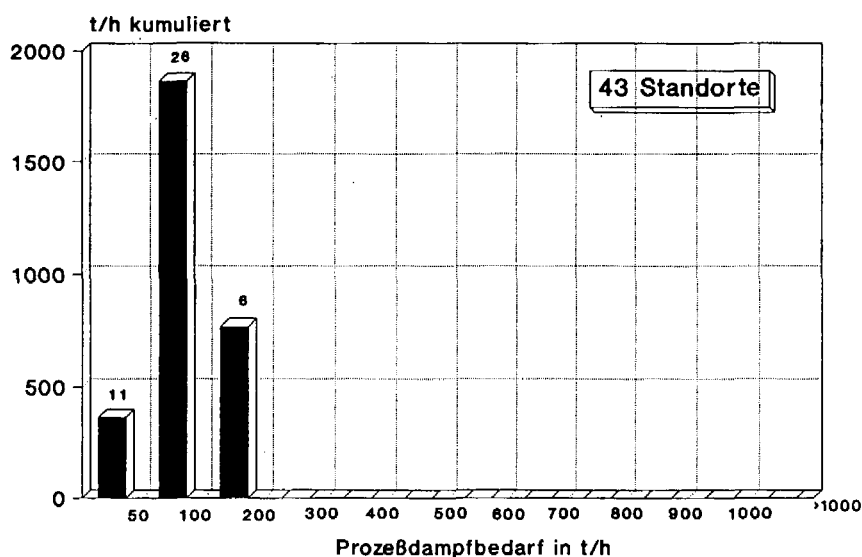


Bild 3.40: Prozeßdampfbedarf in der Zuckerindustrie [6821] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs erfolgt auch in der Zuckerindustrie näherungsweise über die Betrachtung des Brennstoffeinsatzes. Die Zuckerproduktion hat sich von 1,6 Mio t im Jahre 1960 bis auf rd. 2,8 Mio t im Referenzjahr 1987 erhöht, dabei lag der Schwerpunkt des Produktionswachstums in den '70er Jahren. Die Produktion ist zum Teil deutlichen jährlichen Schwankungen unterworfen. In Bild 3.41 ist auch die Entwicklung des Brennstoffbedarfs dargestellt. Man erkennt hier bis Mitte der '70er Jahre einen kontinuierlichen Anstieg auf den bislang höchsten Wert von rd. 1,5 Mio t SKE. Danach ist ein Abfall auf derzeit 0,86 Mio t SKE zu verzeichnen. Diese Entwicklung begründet sich in erster Linie in den Bemühungen der Branche, den energieintensiven Herstellungsprozeß zu rationalisieren. Dementsprechend zeigt der auf die Tonne Verbrauchszucker bezogene spezifische Brennstoffbedarf eine kontinuierliche Abnahme. Im Verlauf der letzten zwei Jahrzehnte hat er sich praktisch halbiert.

Für die zukünftige Entwicklung des spezifischen Brennstoffbedarfs wird unterstellt, daß bis zur Jahrhundertwende eine weniger dynamische, in einer Größenordnung von etwa 10 % liegende Reduzierung stattfindet, da auch in dieser Branche einer starken weiteren energiewirtschaftlichen Optimierung andere

betriebswirtschaftliche Interessen entgegenstehen. Hinsichtlich der zukünftigen Zuckerproduktion sind nach /45, 64/ sowohl Sättigungstendenzen beim Zuckerkonsum als auch eine in der Zukunft leicht rückläufig erwartete Bevölkerungsentwicklung produktionsdämpfende Einflußfaktoren. Zudem werden in Folge des erwarteten Trends zu kalorienarmen Getränken sinkende Absatzaussichten bei dem Großkunden Getränkeindustrie gesehen. Vor diesem Hintergrund wurden bereits Empfehlungen zur Reduzierung der Anbauggebiete gegeben. Bis zur Jahrhundertwende wird somit eine stagnierende Produktion in einer Bandbreite zwischen 2,7 und 2,9 Mio t Verbrauchszucker erwartet. Der aus dem Mittelwert dieser Bandbreite und dem unterstellten spezifischen Verbrauch resultierende Brennstoffbedarf liegt im Jahre 2000 dann bei rd. 0,75 Mio t. Gegenüber dem Referenzjahr bedeutet dies eine Reduzierung um etwa 10 %.

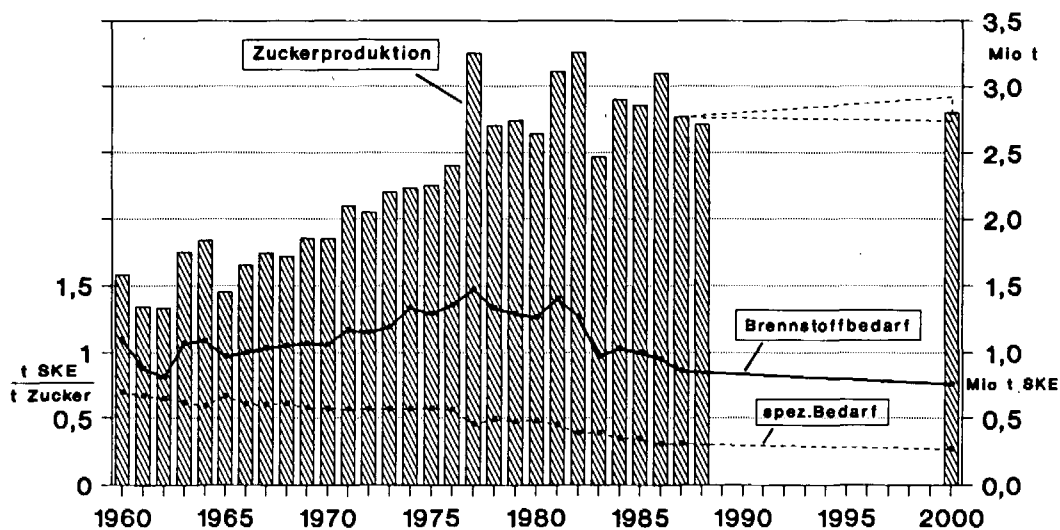


Bild 3.41: Entwicklung und Prognose der Zuckerproduktion und des Brennstoffbedarfs in der Zuckerindustrie [6821] von 1960 - 2000 /1, 4/ und eigene Berechnungen

Hinsichtlich des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs wird unterstellt, daß sich der Dampfbedarf bis zur Jahrhundertwende in Anlehnung an die erwartete Entwicklung des Brennstoffbedarfs ebenfalls um 10 % reduziert. Eine Konzentration der Kapazitäten auf größere Standorte ist durch Bindung an die Rübenanbauggebiete nicht möglich. Unter diesen Randbedingungen ergibt sich im Jahre 2000 ein Technisches Potential oberhalb 100 t/h nur noch an einem Standort. Restriktiv für den Einsatz nuklearer Anlagen der hier betrachteten Leistungsgrößen wirkt sich schließlich aus, daß das Nukleare Potential je Standort bei 50 % des zuvor ermittelten Technischen Potentials gewählt wird. Die Variation des für das Jahr 2000 erwarteten Prozeßdampfbedarfs zeigt, daß erst ab einer Unterschätzung des zukünftigen Dampfbedarfs um etwa 15 % der Schwellenwert von 100 t/h für eine Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen überschritten wird.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Für den Wirtschaftszweig der Zuckerindustrie konnten insgesamt 43 Produktionsstandorte ermittelt werden. Der derzeitige Dampfbedarf für Produktionszwecke liegt schwerpunktmäßig in dem Bereich zwischen 50 und 100 t/h. Es wird erwartet, daß sich bis zur Jahrhundertwende der Dampfbedarf bei einer stagnierenden Zuckerproduktion aufgrund geringerer spezifischer Verbrauchswerte leicht reduziert. Die Prozeßdampfversorgung einzelner Standorte mit den nuklearen Referenzanlagen ist aufgrund mengenmäßiger Restriktionen nicht möglich.

Eine Betrachtung der Betriebsstunden in den Unternehmen der Zuckerindustrie läßt des weiteren einen zeitlich konzentrierten Wärmebedarf erkennen. Während der Kampagnedauer von etwa 2 bis 3 Monaten wird ab Herbst ca. 90 % der benötigten Jahresbrennstoffmenge eingesetzt /31/. In der sogenannten Stillstandszeit außerhalb der Rübenenernte sind im allgemeinen nur die Verpackungs- und Versandabteilungen in Betrieb. Es ergibt sich somit eine relativ geringe Auslastung der wärmetechnischen Anlagen von etwa 2000 - 2500 h/a.

Zuckerindustrie [6821]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung Prozeßdampfbedarf	43	5.298 t/h	28	4.394 t/h	6	1.412 t/h
		43	2.994 t/h	6	766 t/h	1	200 t/h
2000	Technisches Potential	43	2.696 t/h	4	495 t/h	–	–
	Nukleares Potential			–	–	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			–		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	–	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	–	–

Tab. 3.17: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Zuckerindustrie [6821]

3.3.8 Brauereien

Überblick

In der Nahrungs- und Genußmittelindustrie benötigen neben der Zuckerindustrie auch die Brauereien [6871] Prozeßdampf bzw. Warmwasser in nennenswertem Umfang. Der Endenergieverbrauch der Brauereien lag im Referenzjahr 1987 bei etwa 0,6 Mio t SKE.

Speziell in der Bundesrepublik Deutschland gibt es unter den zur Zeit 466 Betrieben eine große Anzahl kleiner und kleinster Brauereien. Die Disaggregation des jährlichen Bierausstoßes nach Betriebsgrößen läßt aber erkennen, daß etwa 80 % aller Brauereien lediglich ein Fünftel der Gesamtbierherzeugung abdecken, so daß der Hauptteil der Bierproduktion in einigen wenigen größeren Betrieben erfolgt /67/. Dies rechtfertigt eine Analyse des Prozeßdampfbedarfs in diesem Wirtschaftszweig. In Tab. 3.18 sind weitere Kenngrößen der Branche zusammengestellt.

Brauereien [6871]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch¹	0,6	
/1/	Stromverbrauch	0,1	1,0
/2/	Eigenstromerzeugung	0,01	0,1
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	466	
/2/	Beschäftigte	54,9 Tsd	
/4/	Produktion	92,8 Mio hl Bier	
/2/	Umsatz	14,0 Mrd DM	
/5/	Energieaufwendungen in % der Herstellkosten (im Jahre 1980)	5 – 10 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

Tab. 3.18: Kenngrößen der Brauereien [6871] im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Eigenstromerzeugung

Die Herstellung von Bier ist ein wärmeintensiver Prozeß. Die Wärme wird in erster Linie im Sudhaus zum Erhitzen sowie Kochen der Maische und Würze benötigt. Weitere Wärmeverbraucher sind Stationen der Füllerei, der Mälzerei sowie die Raumheizung der Fabrikationsgebäude. Zur Wärmeerzeugung werden generell fossile Brennstoffe eingesetzt, es überwiegen deutlich die flüssigen und gasförmigen Energieträger.

Da der spezifische Wärmebedarf in den letzten Jahren gesenkt werden konnte, der Verbrauch an elektrischer Arbeit mit zunehmender Mechanisierung und Automatisierung dagegen aber angestiegen ist, trat die Eigenstromerzeugung mit Kraft-Wärme-Kopplung zunehmend in den Hintergrund /67/. Des weiteren wirkt sich der diskontinuierliche Produktionsablauf sowie der zeitlich unterschiedliche Bedarf an Wärme und Kraft ungünstig aus, so daß im Jahre 1987 die Eigenstromerzeugung nur einen Anteil von unter 10 % am Gesamtstromverbrauch der Brauereien hatte.

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die Analyse der Leistungsstruktur der Dampfkessel in den Brauereien zeigt, daß der überwiegende Teil der Kessel in einem Bereich bis 25 t/h liegt. Bei insgesamt rd. 170 Kessel mit einer kumulierten Gesamtleistung von knapp über 2000 t/h sind rd. 85 % der Leistung auf diesen Bereich konzentriert. Entsprechend dem Endenergeträgereinsatz liegt der Schwerpunkt der Kesselfeuerungen mit 50 bzw. 40 % bei Erdgas und Heizöl. Der Einsatz von Kohle zur Prozeßdampf- sowie Heißwasserbereitstellung hat in den Brauereien derzeit keine wesentliche Bedeutung.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Die ortsbezogene Zusammenfassung der einzelnen Dampfkessel führt auf insgesamt 78 größere Brauereistandorte. Die Berechnung des derzeitigen Prozeßdampfbedarfs ergibt, daß bis auf einen Standort alle Brauereien unter 50 t/h liegen. Der überwiegende Teil der Unternehmen liegt in einem Bereich zwischen 10 und 30 t/h.

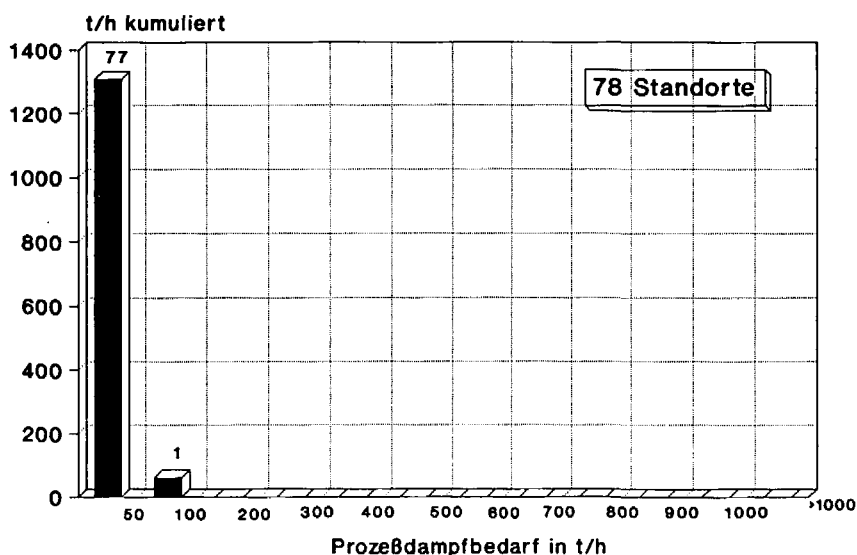


Bild 3.42: Prozeßdampfbedarf in den Brauereien [6871] im Jahr 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Betrachtet man für die Abschätzung der zukünftigen Entwicklung des Wärmebedarfs zunächst den Bierausstoß der Brauereien, so ist diesbezüglich ein Anstieg um rd. 40 % von 1965 (67,4 Mio hl) bis zum Referenzjahr 1987 (92,8 Mio hl) zu erkennen. Nach /68/ hat das Brauereigewerbe bei einer geringen Exportquote und einem erreichten jährlichen Pro-Kopf-Verbrauch von fast 150 Litern Bier eine Grenze für weitere Marktausweitungen erreicht. Des weiteren ist nicht auszuschließen, daß nach Aufhebung des deutschen Reinheitsgebotes durch EG-Beschluß die wegfallenden Importbeschränkungen zukünftig zu Produktionseinschränkungen in der Bundesrepublik Deutschland führen. In Anlehnung an /45/ wird unterstellt, daß sich das Brauereigewerbe auch unter veränderten Rahmenbedingungen produktionsseitig stabilisieren kann und der Bierausstoß zur Jahrhundertwende in einem Bereich zwischen 85 und 90 Mio hl liegen wird.

Die Energiekosten waren für die Brauereien bisher von untergeordneter Bedeutung. Sie liegen bei ca. 5 - 10 % der Herstellungskosten, so daß bislang energiesparende Maßnahmen gegenüber anderen Investitionen zurücktraten. Eine Vielzahl von Einsparpotentialen läßt erwarten, daß sich der Wärmebedarf der Brauereien bei auf hohem Niveau stagnierender Produktion zukünftig weiter senken läßt. Aufgrund des relativ geringen Prozeßdampfbedarfs der einzelnen Standorte ist hier eine detaillierte Betrachtung der zukünftigen Entwicklung nicht erforderlich, so daß zur Ermittlung des Technischen Potentials bis zur Jahrhundertwende ein Rückgang um 10 % unterstellt wird. Diese pauschale Annahme ist ohne Einfluß auf das Ergebnis der Potentialermittlung. Die entsprechenden Werte sind in Tab. 3.19 in der Übersicht zusammengefaßt dargestellt und zeigen, daß keine Standorte einen Prozeßdampfbedarf über 100 t/h erreichen.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Für den Wirtschaftszweig der Brauereien zeigt sich, daß aufgrund des geringen Prozeßdampfbedarfs, der für größere Unternehmen bei etwa 30 - 50 t/h liegt, der HTR-Einsatz der hier untersuchten Leistungsgrößen nicht in Frage kommt. Entsprechend den Verhältnissen im Wirtschaftszweig der Gummiverarbeitung liegt die Mindestdampfabgabe der Referenzanlagen deutlich über dem Bedarfsniveau der einzelnen Brauereistandorte. Des weiteren ist die für einen Betrieb nuklearer Anlagen geringe Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen aufgrund des Zweischicht-Betriebs und des deutlich geringeren Wärmebedarfs an den Wochenenden ungünstig.

Brauereien [6871]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	78	2.032 t/h	1	103 t/h	–	–
	Prozeßdampfbedarf	78	1.369 t/h	–	–	–	–
2000	Technisches Potential	78	1.232 t/h	–	–	–	–
	Nukleares Potential			–	–	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			–		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential	–	–
	(davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	–	–

Tab. 3.19: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Brauereien [6871]

3.3.9 Übriger Bergbau

Überblick

Der Übrige Bergbau setzt sich aus fünf Wirtschaftszweigen zusammen:

- Eisenerzbergbau [2130]
- NE-Metallerzbergbau [2141]
- Kali- und Steinsalzbergbau, Salinen [2150]
- Sonstiger Bergbau [2171]
- Torfgewinnung und -veredelung [2180]

Die Gesamtbranche hat sowohl beim industriellen Endenergieverbrauch als auch beim Stromverbrauch mit einem Anteil von jeweils unter 1 % keine wesentliche Bedeutung. Der Endenergieverbrauch wird in diesem Sektor zu über 90 % durch den Kali- und Salzbergbau bestimmt. Aufgrund der hier erkennbaren Konzentration auf größere Standorte ist die Potentialermittlung zum HTR-Einsatz zur Prozeßdampfversorgung auch in diesem Wirtschaftszweig gerechtfertigt.

Die Produktion anorganischer Salze ist eine der wesentlichen Aufgaben der anorganischen Grundstoffindustrie. Dabei handelt es sich überwiegend um hochtonnagige Produkte, die entweder direkt in vielen Zweigen der Wirtschaft eingesetzt werden, wie z.B. die Mineraldünger, oder als Ausgangsstoffe für eine große Zahl anderer Produkte dienen, wie z.B. NaCl für die Alkalimetallchlorid-Elektrolyse. Werkszusammenschlüsse und somit Produktionskonzentration haben sowohl die Rentabilität der Produktion als auch den lokalen Energiebedarf in der Vergangenheit erhöht. In Tab. 3.20 sind weitere Kenngrößen für den Übrigen Bergbau aufgeführt.

Übriger Bergbau [2130; 2141; 2150; 2171; 2180]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	0,6	
/1/	Stromverbrauch	0,14	1,2
/2/	Eigenstromerzeugung	0,1	0,8
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	105	(20) ²
/2/	Beschäftigte	14,1 Tsd	(10,7 Tsd) ²
/13/	Produktion	10,4 Mio t Salze ³	
/8/	Bruttowertschöpfung	1,9 Mrd DM	
/2/	Umsatz	2,3 Mrd DM	(1,46 Mrd DM) ²

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

²Werte betreffen [2150] Kali- und Steinsalzbergbau, Salinen

³Kali-, Stein-, Hütten- und Salinensalz

Tab. 3.20: Kenngrößen des Übrigen Bergbaus im Jahre 1987

Endenergieverbrauch, Eigenstromerzeugung

Wie in Bild 3.43 dargestellt, lag der Endenergiebedarf der Gesamtbranche im Verlauf der letzten drei Jahrzehnte zwischen 0,6 und 0,8 Mio t SKE. Auffallend ist die rasche Umstellung von festen auf flüssige und schließlich auf gasförmige Brennstoffe. Zur Zeit ist Erdgas mit über 60 %-Anteilen Hauptenergieträger in dieser Branche.

Die Aufarbeitung der Salze im Wirtschaftszweig des Kali- und Steinsalzbergbaus beruht überwiegend auf der Ausnutzung der verschiedenen Löslichkeiten und Lösegeschwindigkeiten der Salzkomponenten bei unterschiedlichen Temperaturen. Die Wärmezufuhr erfolgt hauptsächlich über Prozeßdampf. Der hohe Wärmebedarf zur Laugenaufwärmung und Eindampfung hat schon frühzeitig dazu geführt, die Vorteile der Kraft-Wärme-Kopplung zu nutzen. Im Jahre 1987 wurden rd. zwei Drittel des benötigten Stromes selbst erzeugt.

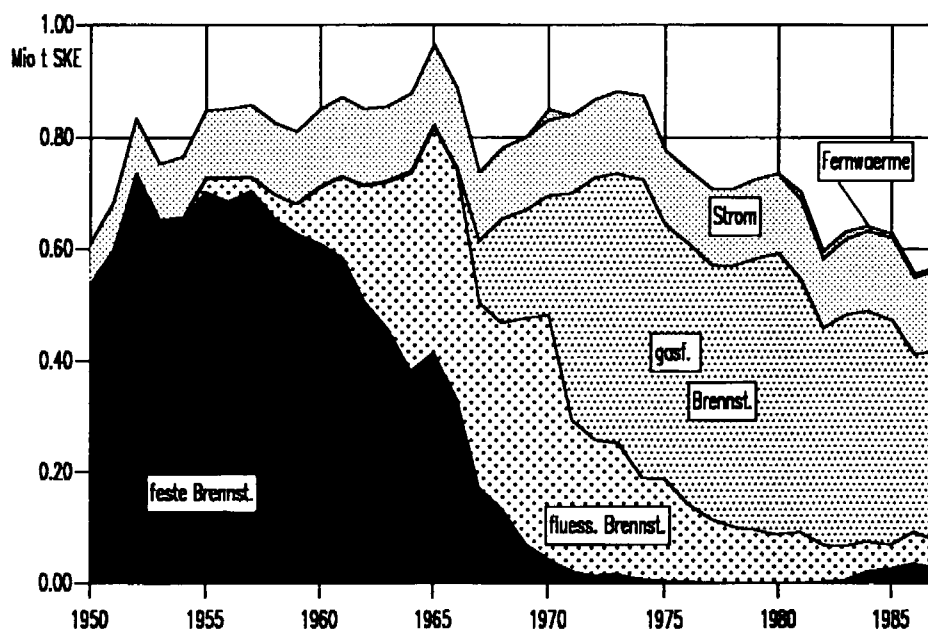


Bild 3.43: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur im Übrigen Bergbau von 1950 - 1987 /1/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Die ermittelte Leistungsstruktur der Dampfkessel in dem Wirtschaftszweig des Kali- und Salzbergbaus umfaßt nur 24 Kessel mit einer kumulierten Gesamtleistung von rd. 1400 t/h. Die Leistungsgröße der einzelnen Dampfkessel ist sehr unterschiedlich, die größten Kesselleistungen liegen bei 150 - 200 t/h. Entsprechend der in Bild 3.43 dargestellten Endenergieträgerstruktur haben Gas- bzw. Gas-Misch-Feuerungen mit einem Anteil an der Gesamtkesselleistung von rd. 75 % die größte Bedeutung.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Die standortbezogene Zusammenfassung der einzelnen Dampfkessel führt zu acht Unternehmen. Die Berechnung des Dampfbedarfs für Produktionszwecke ergibt, daß zur Zeit drei Unternehmen einen Dampfbedarf über 100 t/h haben. Die anderen Standorte liegen überwiegend in einem Bereich zwischen 30 - 60 t/h.

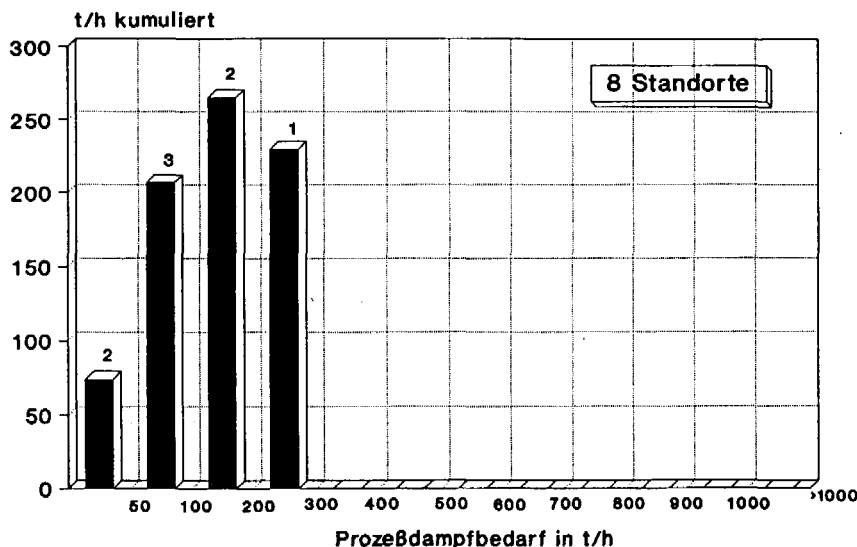


Bild 3.44: Prozeßdampfbedarf im Kali- und Steinsalzbergbau, [2150] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Auch in diesem Wirtschaftszweig wird die zukünftige Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs in Anlehnung an die erwartete Entwicklung des Brennstoffeinsatzes abgeschätzt. Der Brennstoffbedarf des Kali- und Salzbergbaus kann näherungsweise durch den Brennstoffbedarf der Gesamtbranche beschrieben werden, da dessen Anteil bei über 90 % liegt.

Der Einsatz fossiler Energieträger hat sich im Verlauf der letzten zwei Jahrzehnte fast halbiert. Dagegen erhöhte sich die Produktion von Stein-, Hütten-, Salinen- und Kalisalz seit Mitte der '60er Jahre auf rd. 10,4 Mio t bis zum Jahre 1987. Der aus diesen beiden Größen gebildete spezifische Brennstoffbedarf ist somit deutlich rückläufig.

Für die zukünftige Entwicklung des spezifischen Verbrauchs kann nicht die gleiche Dynamik wie in den vergangenen Jahren erwartet werden, da auch in dieser Branche Rationalisierungsinvestitionen auf der energietechnischen Seite anderen betrieblichen Investitionen gegenüberstehen. Bis zur Jahrhundertwende wird somit nur eine verlangsamte weitere Abnahme um insgesamt 10 % unterstellt.

Als zweite Komponente wird der Brennstoffbedarf von der zukünftigen Salzproduktion bestimmt. Während bei der Produktion von absatzfähigen Kalisalzen eine relativ konstante Entwicklung zu verzeichnen ist, unterliegt die Stein-, Hütten- und Salinensalzproduktion größeren Schwankungen. So war beispielsweise die Produktion im Jahre 1980 mit rd. 8 Mio t um etwa 2 Mio t geringer als im Vorjahr. Für die zukünftige mengenmäßige Entwicklung der Kali- und Salzproduktion werden nach /45/ keine signifikanten Veränderungen gegenüber dem Produktionsniveau der letzten 20 Jahre erwartet. Zur Jahrhundertwende wird von einer durchschnittlichen Gesamtproduktion von 11 Mio t ausgegangen.

Unter Verwendung dieser Anhaltswerte verringert sich der Brennstoffbedarf um rd. 10 %. Der auf Basis monetärer Bezugsgrößen nach /47/ prognostizierte Brennstoffbedarf weicht gegenüber dem in dieser Arbeit verwendeten mengenmäßigen Ansatz deutlich ab. Es wird von /47/ ein verhältnismäßig starker Rückgang auf etwa 0,3 Mio t SKE bis zum Jahre 2000 erwartet, der sich auch über die Jahrhundertwende hinaus fortsetzt.

Die in dieser Arbeit erwartete leichte Verringerung des Brennstoffbedarfs wird in erster Näherung auf den Prozeßdampfbedarf übertragen. Das Nukleare Potential weist schließlich einen Standort knapp oberhalb 100 t/h auf, der durch den Einsatz der kleineren HTR-Referenzanlage (2 x 100 MWth) mit Prozeßdampf versorgt werden kann. Im Betrachtungszeitraum steht für diesen Standort ein ausreichender altersbedingter Substitutionsbedarf an, so daß das Nukleare Potential gleichzeitig auch das Markteinführungspotential repräsentiert. Die entsprechenden Verhältnisse sind in Tab. 3.21 in zusammengefaßter Form dargestellt.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

Der Gesamtsektor Übriger Bergbau ist aus energiewirtschaftlicher Sicht durch den Wirtschaftszweig des Kali- und Salzbergbaus geprägt. Die hier auf relativ wenige Standorte konzentrierte Aufarbeitung der Salze benötigt nennenswerte Mengen an Prozeßdampf. Die Potentialermittlung für den HTR-Einsatz hat zum Ergebnis, daß an einem Standort ein Nukleares Anlagenpotential für eine Doppelblockanlage der Leistungsgröße 2 x 100 MWth vorhanden ist. Angesichts der hohen Vollbenutzungsdauer der energietechnischen Anlagen in diesem Wirtschaftszweig ist ein Betrieb der nuklearen Anlage im Grundlastbereich zu erwarten.

Übriger Bergbau		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung Prozeßdampfbedarf	8	1.431 t/h	5	1.222 t/h	2	792 t/h
		8	776 t/h	3	495 t/h	1	230 t/h
2000	Technisches Potential	8	698 t/h	2	352 t/h	1	207 t/h
	Nukleares Potential			1	104 t/h	–	–
1996-2005	Markteinführungspotential			1		–	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential (davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	2 Anlagen	–
		2 Anlagen	–

Tab. 3.21: Zusammenfassung der Ergebnisse für den Kali- und Steinsalzbergbau [2150]

3.3.10 Mineralölverarbeitung, Petrochemie

Überblick

Nach der dieser Untersuchung zugrunde gelegten statistischen Zuordnung gehört die Wirtschaftsgruppe der Mineralölverarbeitung [22] (Raffinerien, Petrochemie) nicht zu dem Verarbeitenden Gewerbe, sie ist dem Bereich der Energieerzeugung und -umwandlung zugeordnet. Im Referenzjahr 1987 betrug der Endenergieverbrauch in den Produktionsanlagen dieser Branche 7,1 Mio t SKE, davon entfielen etwa 9 % auf Elektrizität.

Die Mineralölversorgung der Bundesrepublik Deutschland erfolgt nur zu einem geringen Teil durch den Import von Halb- und Fertigprodukten. Der überwiegende Teil der benötigten Mineralölprodukte wird in inländischen Raffinerien hergestellt. Im Gegensatz zu den übrigen Umwandlungssektoren haben die einzelnen Raffineriestandorte, deren Kapazität in der Bundesrepublik zur Zeit in weiten Grenzen zwischen etwa 0,5 und 10 Mio t variiert, eine sehr heterogene Produktpalette. Hauptprodukte sind Rohbenzin, Vergaser- und Dieselmotortreibstoff, Flugbenzin sowie schweres und leichtes Heizöl. Bei den in Tab. 3.22 ausgewiesenen 79 Betrieben sind insgesamt 17 Raffinerien mit atmosphärischer Destillation enthalten.

Mineralölverarbeitung [22]

1987		Mio t SKE	TWh
/1/	Endenergieverbrauch ¹	7,1	
/1/	Stromverbrauch	0,6	5,2
/2/	Eigenstromerzeugung	0,2	1,8
/3/	Brennstoffverbrauch (zur Eigenstromerzeugung)	0,6	
/2/	Anzahl der Betriebe insges.	79	
/2/	Beschäftigte	26,6 Tsd	
/12/	Produktion	78,5 Mio t OE ²	
/8/	Bruttowertschöpfung	22,2 Mrd DM	
/2/	Umsatz	69,7 Mrd DM	
/12/	Energieeigenverbrauch in % des Umwandlungseinsatzes	ca. 6 %	

¹(ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch)

Werte gerundet

²Raffinerie-Erzeugung (für Verkauf)

Tab. 3.22: Kenngrößen der Mineralölverarbeitung [22] im Jahre 1987

Die Mineralölwirtschaft ist seit etwa anderthalb Jahrzehnten vor strukturelle Anpassungszwänge gestellt. Mit der ersten Ölpreiserhöhung endete das Zeitalter der dynamischen Marktexpansion. Nach einer kurzen Stagnationsphase veränderte sich der Bedarf an Mineralölerzeugnissen sowohl in Bezug auf das absolute Niveau als auch hinsichtlich der strukturellen Zusammensetzung zugunsten leichter Produkte, wie z.B. Kraftstoffe und Chemieeinsatzprodukte, deutlich.

In Bild 3.45 ist die Entwicklung der Raffineriekapazität, die hier nach der ersten Verarbeitungsstufe der sogenannten Rohöldestillation bemessen wurde, dargestellt. Nach dem Jahre 1973 wurden bei einem rückläufigen Inlandsabsatz noch die bereits in Bau befindlichen Anlagen fertiggestellt. Hierdurch stieg die Verarbeitungskapazität bis zum Jahre 1978 auf ein Durchsatzvolumen von knapp 160 Mio t und erreichte damit ihren Höchststand. Das folgende Jahrzehnt war durch drastische Kapazitätsanpassungen an die rückläufige Nachfrageentwicklung gekennzeichnet. Bis zum Referenzjahr 1987 hat sich die Rohölverarbeitungskapazität um rd. 50 % auf 80,4 Mio t reduziert.

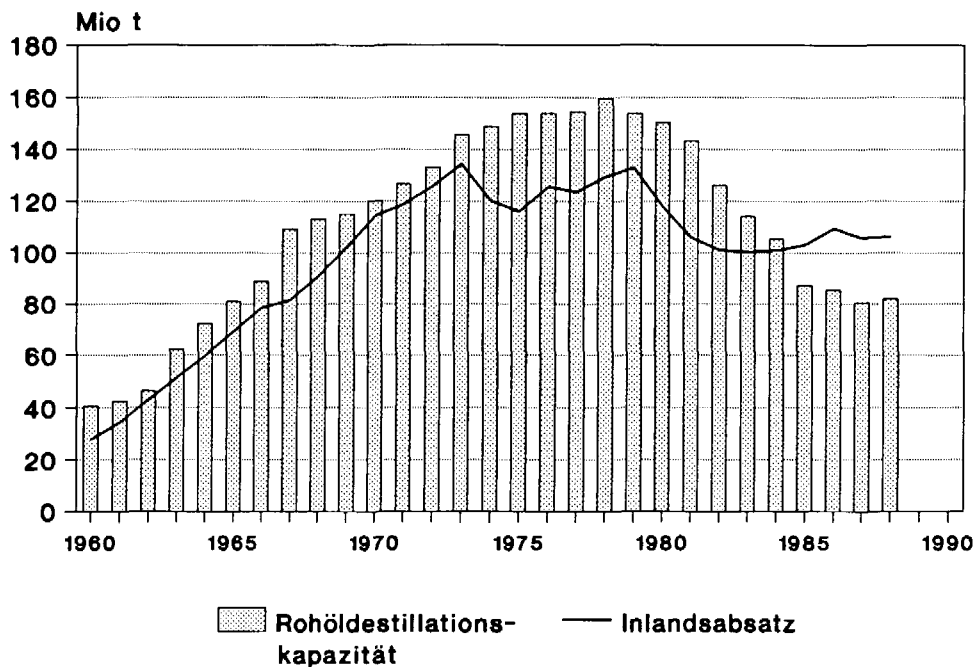


Bild 3.45: Entwicklung der Rohöldestillationskapazität und des Inlandsabsatzes von 1960 - 1988 /12/

Endenergieverbrauch, Verwendungsstruktur, Eigenstromerzeugung

Wie bereits angesprochen, ist die Mineralölindustrie durch eine Vielfalt an Einsatzstoffen und Fertigprodukten gekennzeichnet. Der Umwandlungseinsatz bzw. -ausstoß prägt deutlich den Eigenverbrauch der Raffinerien, so daß sich die Anlagen nicht nur in ihrer jeweiligen Kapazität sondern insbesondere auch durch Art und Umfang der Zweitverarbeitungsschritte unterscheiden. Aufgrund der Marktanforderung geht die Tendenz in der Bundesrepublik zu komplexen Raffineriestrukturen, d. h. zur Erhöhung der Konversionskapazitäten. Hierbei wird die Ausbeute zugunsten des leichteren Fertigproduktbarrels verschoben. Gleichzeitig ist damit eine Erhöhung des Eigenverbrauchs der Raffinerien verbunden, der je nach Raffineriestruktur bei etwa 6 % des Umwandlungseinsatzes liegt /12, 46/.

Die in Bild 3.45 dargestellte Entwicklung der Kapazitätsanpassung in Form von Raffinerieschließungen und Teilstillegungen hat den Verlauf des Endenergiebedarfs in der Mineralölindustrie wesentlich geprägt. Nach einem fast linearen Anstieg des Energieverbrauchs seit den '60er Jahren ist nach einer kurzen Stagnationsphase mit Beginn der '80er Jahre wieder ein deutlicher Rückgang zu verzeichnen. Von dem Höchststand im Jahre 1979 reduzierte sich der Endenergiebedarf bis 1987 um etwa 45 %

auf 7,1 Mio t SKE. Erwartungsgemäß dominieren die flüssigen und gasförmigen Brennstoffe, es handelt sich überwiegend um schweres Heizöl sowie Raffineriegas, mit Anteilen von etwa 30 bzw. 60 % am Endenergieverbrauch dieser Wirtschaftsgruppe.

Mit Ausnahme der Wasserstoffherzeugung hat der zur direkten Reformerbeheizung benötigte Wärmebedarf seinen Schwerpunkt in dem Temperaturbereich zwischen 230 und 540° C /20/. Der Prozeßdampfbedarf spielt in der Mineralölverarbeitung nur eine untergeordnete Rolle und wird zum Teil über Abwärmenutzung der exothermen Prozesse bereitgestellt.

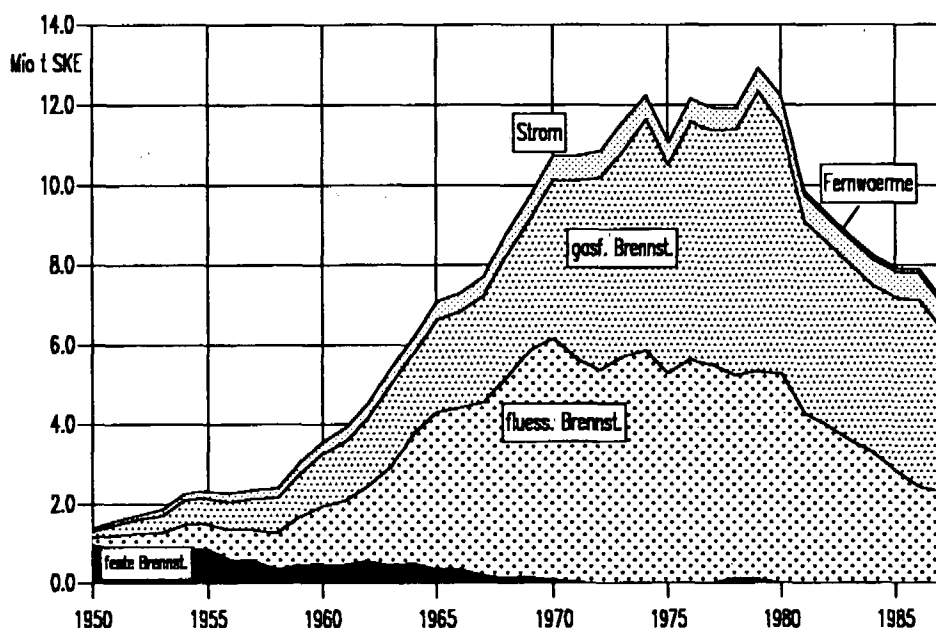


Bild 3.46: Entwicklung des Endenergieverbrauchs und der Endenergieträgerstruktur in der Mineralölverarbeitung [22] von 1950 - 1987 /1/

Während der Strombedarf im Verlauf der letzten zwei Jahrzehnte überwiegend in einem Bereich zwischen 5 und 6 TWh lag, ist die Stromerzeugung mit industriellen Eigenlagen in der Mineralölindustrie rückläufig. Im Jahr 1987 betrug der Anteil der Eigenerzeugung am gesamten Elektrizitätsbedarf etwa 35 %. Bedingt durch den räumlich konzentriert und gleichzeitig anfallenden Dampf- und Strombedarf kommen überwiegend Gegendruck- und Entnahmekondensationsanlagen zum Einsatz. Die Nennleistung der Antriebmaschinen liegt zur Zeit bei rd. 430 MWe, sie verteilt sich zu etwa gleichen Anteilen auf die genannten Kraft-Wärme-Kopplungsanlagen.

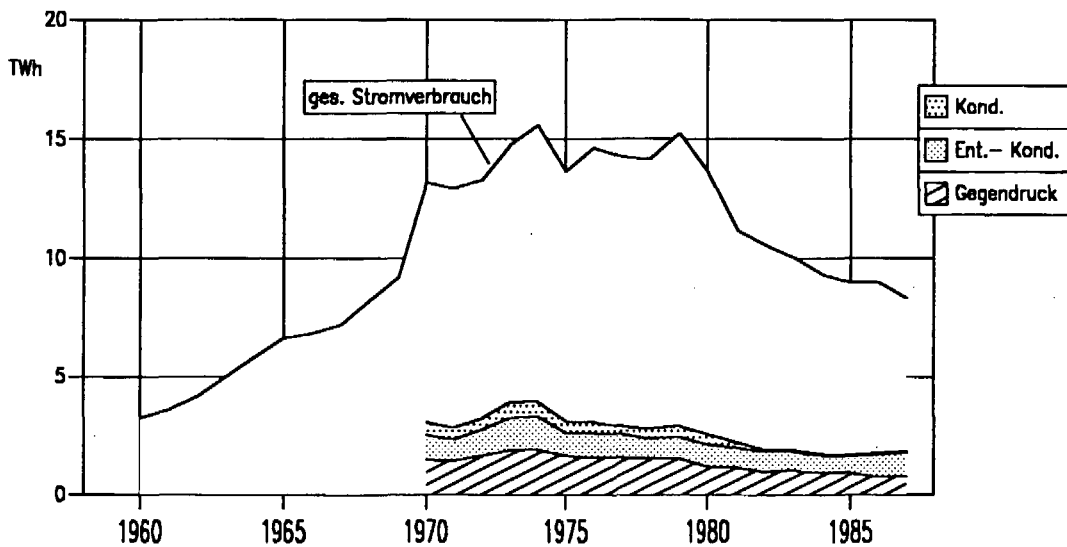


Bild 3.47: Entwicklung des Stromverbrauchs von 1960 - 1987 und der Eigenstromerzeugung von 1970 - 1987 in der Mineralölverarbeitung [22] /1, 3/

Analyse der Dampfkesselstruktur

Eine exakte Trennung zwischen Raffinerie und Petrochemie ist in dieser Branche nicht möglich. Die Anlagen der Petrochemie zur Grundstoffproduktion sind häufig in große Raffinerien integriert oder grenzen unmittelbar daran an, um die dort anfallenden Kohlenwasserstoffe optimal zu nutzen. Zur Vereinfachung der Potentialermittlung für den Einsatz nuklearer Anlagen wird in der folgenden Analyse keine Unterscheidung zwischen Raffineriestandorten und petrochemischen Standorten vorgenommen. Bei letzteren handelt es sich um nur wenige Unternehmen, die nicht in Kap. 3.3.2 bei der Chemischen Industrie bereits erfaßt sind.

Die Analyse der Dampfkesselleistungsstruktur umfaßt insgesamt 120 Kessel mit einer Gesamtleistung von rd. 7500 t/h. Obgleich über die Hälfte der Kesselanzahl unter 50 t/h liegt, ist hier nur etwa ein Fünftel der Gesamtleistung vertreten. Der Schwerpunkt liegt im Bereich zwischen 50 und 150 t/h, hier sind über drei Fünftel der Gesamtleistung auf über 50 Anlagen konzentriert. Die größten einzelnen Dampfkesselleistungen liegen in dieser Wirtschaftsgruppe bei über 300 t/h. Die Feuerungsstruktur hat ihren Schwerpunkt erwartungsgemäß bei den Öl- bzw. Öl-Misch-Feuerungen. Über 50 % der installierten Kesselleistung ist auf diese Feuerung ausgelegt. Gas- bzw. deren Mischfeuerungen haben einen Anteil von knapp 30 %. Der Einsatz von Kohle spielt nur eine untergeordnete Rolle.

Standortbezogene Potentialermittlung zur Prozeßdampfversorgung

Bei den Raffineriestandorten kann zwischen rohstoff- und marktorientierten Raffinerien unterschieden werden. Bis Mitte der '50er Jahre wurden in der Bundesrepublik Deutschland neue rohstofforientierte Anlagen im Bereich der Einfuhrhäfen gebaut, sowie die marktorientierte Raffineriekapazität im Ruhrgebiet, die aus den ehemaligen Kohlehydrierwerken entstanden war, ausgebaut. Mit dem deutlichen Anstieg des Mineralölverbrauchs Anfang der '60er Jahre waren die Voraussetzungen für den Bau

weiterer marktorientierter Verarbeitungsanlagen gegeben, da die entstehenden Heizölverbrauchsschwerpunkte sich im wesentlichen mit denen des vorhandenen Kraftstoffbedarfs deckten. Neben dem Ausbau der Raffineriekapazitäten im Ruhrgebiet bildeten sich somit zwei neue Raffineriezentren im Südwesten und Süden des Landes.

Die bereits angesprochene rückläufige Entwicklung des Inlandsabsatzes nach der ersten Ölpreiserhöhung verringerte den Auslastungsgrad (Rohöleinsatz bezogen auf die durchschnittliche Jahreskapazität) von etwa 90 % zu Beginn der '70er Jahre auf unter 60 % im Jahre 1982. Eine der hohen Kapitalintensität der Mineralölverarbeitung angemessene Auslastung war damit nicht mehr gegeben, dies hatte die Schließung bzw. Teilstillegung von Verarbeitungsstandorten zur Folge. Im Jahre 1987 waren noch 17 Raffinerien mit atmosphärischer Destillation in Betrieb /12/. Die gegenüber dem Höchststand des Jahres 1978 um etwa 50 % verringerte Rohölverarbeitungskapazität hat die Auslastung dieser Raffinerien wieder deutlich verbessert, sie lag im Jahre 1987 bei rd. 80 %.

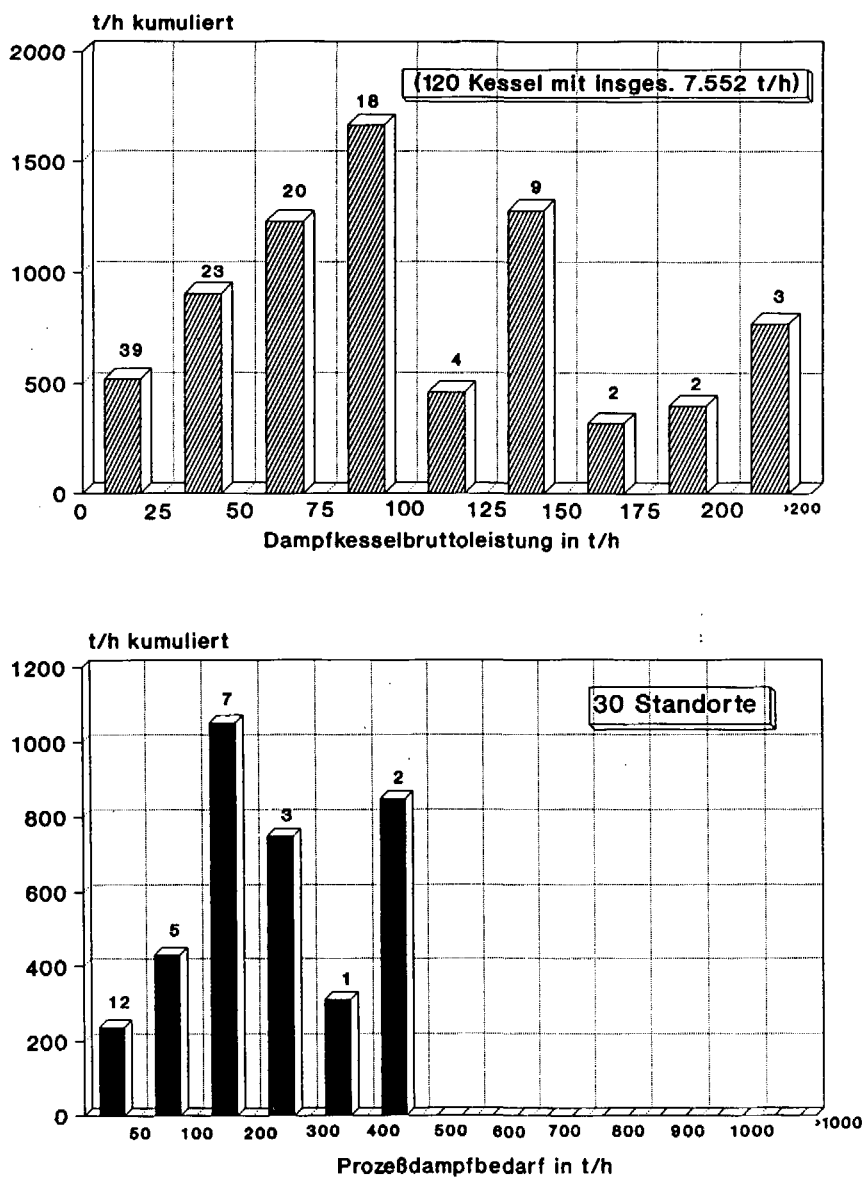


Bild 3.48: Leistungsstruktur der Dampfkessel und Prozeßdampfbedarf in der Mineralölverarbeitung [22] im Jahre 1987 /29/ und eigene Berechnungen

Die Zusammenfassung der einzelnen Dampfkesselanlagen weist für die ortsbezogene Analyse insgesamt 30 Standorte aus. Neben den 17 Raffineriestandorten sind hier auch einige petrochemische Unternehmen sowie Schmierstoffwerke etc. erfaßt. Unter Berücksichtigung des Dampfeinsatzes zur Speisewasservorwärmung und zur Kondensationsstromerzeugung sowie der Reservebereitstellung läßt sich der Prozeßdampfbedarf für das Jahr 1987 ermitteln. Als Ergebnis zeigt sich, daß über die Hälfte der Standorte unter einem Prozeßdampfbedarf von 100 t/h liegen. Die größeren Standorte weisen einen Dampfbedarf im Bereich von 250 bis etwa 400 t/h auf.

Wie bereits angesprochen, beträgt der Eigenverbrauch einer Raffinerie bzw. einer petrochemischen Anlage etwa 6 % der insgesamt eingesetzten Menge an Rohöl und Mineralölerzeugnissen. Der Brennstoffbedarf dient überwiegend zur direkten Beheizung der Spaltanlagen sowie zu einem geringeren Teil auch zur Prozeßdampferzeugung. Aufgrund der Produktvielfalt sowie der verschiedenen Verfahrensschritte ist es schwierig, einen Energie- bzw. Dampfbedarf bezogen auf ein Produkt zu spezifizieren. Die Abschätzung des zukünftigen Prozeßdampfbedarfs erfolgt in Anlehnung an /46/ somit über den erwarteten Umwandlungseinsatz von Rohöl und Mineralölerzeugnissen. Es wird hierbei unterstellt, daß sich der Eigenverbrauch zukünftig nicht weiter durch den vermehrten Einsatz von Mineralölerzeugnissen verringert. Die derzeitige Relation zwischen Energieeigenverbrauch und Umwandlungseinsatz bleibt bei dieser Betrachtungsweise somit konstant.

In Bild 3.49 ist die Entwicklung des Umwandlungseinsatzes seit dem Jahre 1960 dargestellt. In enger Anlehnung an den Verlauf des Inlandsabsatzes (vgl. Bild 3.45) ist auch der Raffineriedurchsatz mit Beginn der '80er Jahre rückläufig. Seit dem Höchststand im Jahre 1973 hat er sich um über ein Drittel auf rd. 83 Mio t (1987) verringert. Diese Entwicklung war durch einen deutlichen Anstieg des Produkteneinsatzes zu Lasten des Rohöls begleitet.

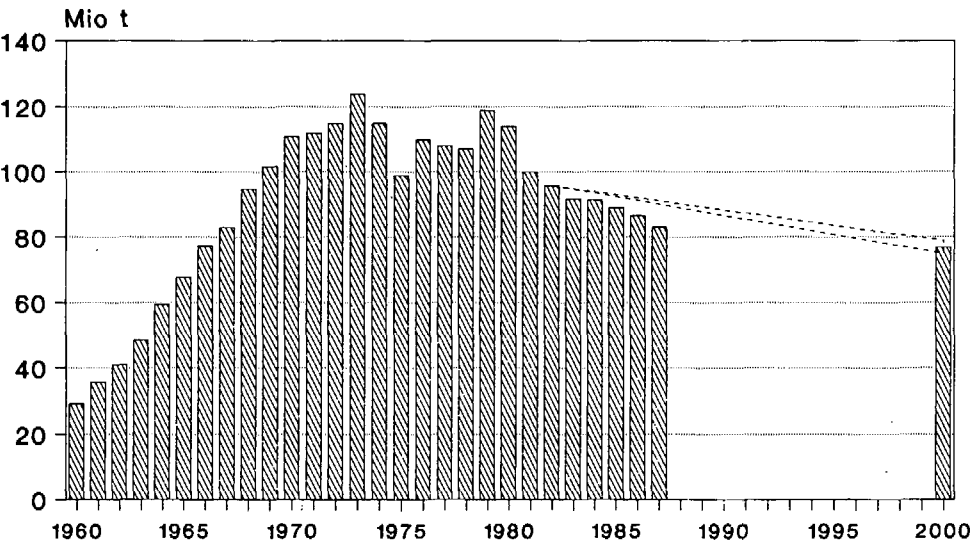


Bild 3.49: Entwicklung und Prognose des Umwandlungseinsatzes in den Raffinerien von 1960 - 2000 /12, 46/

Für die zukünftige Entwicklung des gesamten Umwandlungseinsatzes und somit in erster Näherung auch des erwarteten Dampfbedarfs wird nach /46/ unterstellt, daß der Raffineriedurchsatz weiter leicht rückläufig ist. Zur Jahrhundertwende wird eine Bandbreite zwischen 75 und 79 Mio t erwartet. Dies bedeutet gegenüber den derzeitigen Verhältnissen einen weiteren Rückgang um 5 bzw. 10 %. Diese Tendenz wird auch in einer Prognose von /77/ erwartet. In dieser Studie wird davon ausgegangen, daß ein sparsamer und rationeller Öleinsatz sowie ein fortgesetzter Strukturwandel im Wärmemarkt in den '90er Jahren zu einer Verringerung des Ölverbrauchs führt. Entsprechend den eingangs getroffenen Annahmen zur Potentialermittlung wird unterstellt, daß im Betrachtungszeitraum keine weiteren großen Raffineriestandorte in der Bundesrepublik stillgelegt werden.

Unter Verwendung des Mittelwerts für den erwarteten Raffineriedurchsatz verringert sich der Prozeßdampfbedarf bis zum Jahre 2000 nur noch leicht. In Bild 3.50 sind die entsprechenden Verhältnisse für ausgewählte große Standorte der Mineralölverarbeitung und der Petrochemie dargestellt. Das Technische Potential der einzelnen Unternehmen liegt mit Ausnahme von zwei Werken überwiegend in einem Bereich zwischen 100 und 200 t/h.

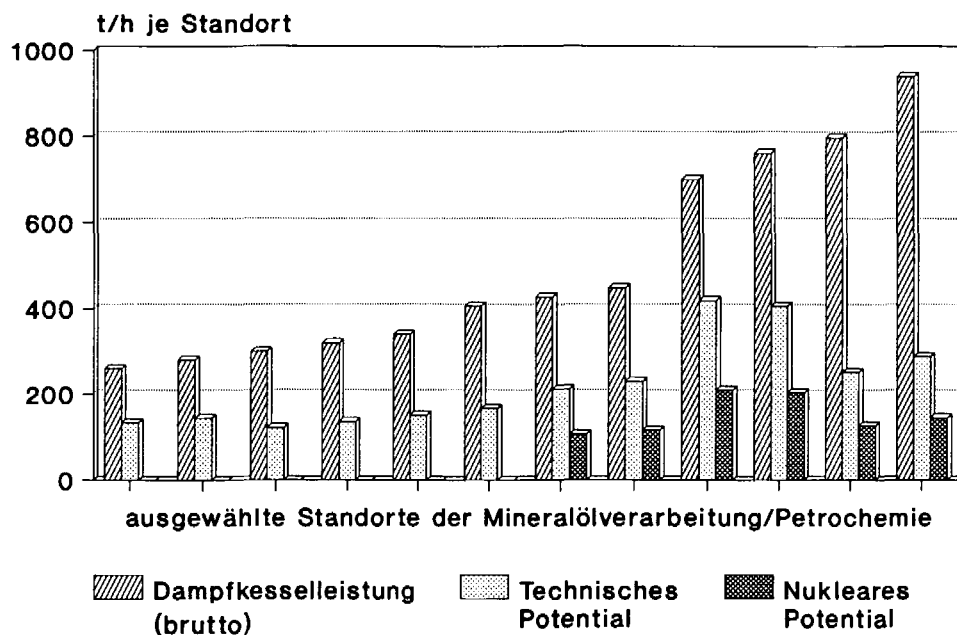


Bild 3.50: Dampfkesselbruttoleistung im Jahre 1987, Technisches und Nukleares Potential im Jahre 2000 für ausgewählte Standorte der Mineralölverarbeitung [22] /29/ und eigene Berechnungen

Die Arbeitshypothese, daß das Nukleare Potential bei 50 % des zuvor ermittelten Technischen Potentials liegt, reduziert die für den HTR-Einsatz in Frage kommenden Standorte auf sechs Werke. Davon liegen zwei Standorte knapp oberhalb eines nuklear zu deckenden Prozeßdampfbedarfs von 200 t/h. Die Sensitivitätsanalyse verdeutlicht diesen Sachverhalt nochmals. Schon bei einem gegenüber dem Basisfall um 10 % geringeren Prozeßdampfbedarf sind im Jahre 2000 keine Standorte aufgrund mengenmäßiger Restriktionen für den Einsatz der 2 x 200 MWth Doppelblockanlage geeignet. Dagegen ändern sich die ermittelten Verhältnisse bei Unterschätzung des zukünftigen Dampfbedarfs nicht.

Dieses Ergebnis zeigt, daß sich bei der in der vorliegenden Arbeit gewählten methodischen Vorgehensweise die Prozeßdampfabgabe einer 2 x 100 MWth-Anlage grundsätzlich besser in das Bedarfsprofil der bundesdeutschen Mineralölverarbeitung bzw. Petrochemie integrieren läßt.

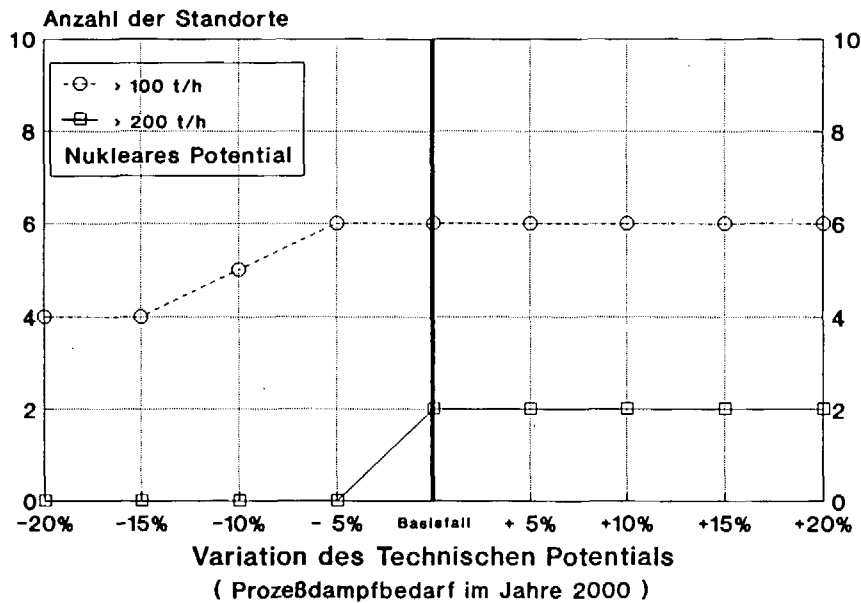


Bild 3.51: Sensitivitätsanalyse zum Prozeßdampfbedarf der Mineralölverarbeitung [22] im Jahre 2000

Unter Berücksichtigung der Altersstruktur der bestehenden Kesselanlagen sowie der für nukleare Anlagen nicht substituierbaren Dampferzeuger, wie z.B. der Abhitzekeessel, läßt sich das Markteinführungspotential für den Betrachtungszeitraum 1996 - 2005 berechnen. Tab. 3.23 zeigt hierzu, daß von den insgesamt sechs für den HTR-Einsatz ermittelten Standorten fünf Unternehmen einen genügend hohen Ersatzbedarf aufweisen.

Der Brennstoff für die Prozeßdampferzeugung wird derzeit hauptsächlich von Raffinerienebenprodukten, wie schweren Ölen und Raffineriegasen, aufgebracht. Nach [20] geht der weltweite Trend hin zur rückstandsfreien Raffinerie. Dies bedeutet, daß die in den Röhrenöfen bisher verbrannten Raffinerienebenprodukte weiterverarbeitet werden, so daß sich hierdurch für den Einsatz nuklearer Anlagen keine zusätzlichen Restriktionen seitens der substituierbaren Brennstoffe ergeben.

Zusammenfassung und Übertragung der standortbezogenen Ergebnisse auf die HTR-Referenzanlagen

In der Wirtschaftsgruppe der Mineralölverarbeitung wurden die Standorte der Raffinerien und einiger petrochemischer Unternehmen auf Eignung für den Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßdampfversorgung untersucht. Obwohl der Prozeßdampfbedarf in dieser Branche nicht der bestimmende Nutzenergieträger ist, zeigt sich, daß im Jahre 2000 ein Nukleares Potential an insgesamt sechs Standorten vorhanden ist. Hierbei liegen zwei Standorte knapp oberhalb der gewählten Mindestbedarfsschwelle von 200 t/h, die somit den Einsatz von insgesamt vier 200 MWth-Anlagen ermöglichen. Dies läßt erkennen,

daß sich die Prozeßdampfabgabe der kleineren HTR-Anlage (2 x 100 MW_{th}) grundsätzlich besser in das Bedarfsprofil der bundesdeutschen Mineralölverarbeitung bzw. Petrochemie integrieren läßt. In der Summe ergibt sich für die kleinere Referenzanlage ein Nukleares Anlagenpotential von 14 Anlagen (vgl. Tab. 3.23). Entsprechend den Verhältnissen in der Chemischen Industrie ist die Auslastung hoch, so daß ein Einsatz der nuklearen Prozeßdampfversorgung im Grundlastbereich möglich ist.

Mineralölverarbeitung [22]		Standorte insges. t/h kumuliert		Standorte ≥ 100 t/h t/h kumuliert		Standorte ≥ 200 t/h t/h kumuliert	
1987	Dampfkesselbruttoleistung	30	7.552 t/h	18	7.154 t/h	16	6.850 t/h
	Prozeßdampfbedarf	30	3.670 t/h	13	3.002 t/h	6	1.949 t/h
2000	Technisches Potential	30	3.396 t/h	13	2.777 t/h	6	1.803 t/h
	Nukleares Potential			6	903 t/h	2	412 t/h
1996-2005	Markteinführungspotential			5		1	

		100 MW _{th} - Anlagen	200 MW _{th} - Anlagen
2000	Nukleares Anlagenpotential (davon für die Markteinführung von 1996–2005 geeignet)	14 Anlagen 10 Anlagen	4 Anlagen 2 Anlagen

Tab. 3.23: Zusammenfassung der Ergebnisse für die Mineralölverarbeitung [22]

3.3.11 Andere industrielle Bereiche

Bei der Analyse anderer industrieller Bereiche ist aufgrund der mengenmäßigen Bedeutung zunächst die Industrie Steine und Erden zu beachten. Sie ist nach der Eisenschaffenden Industrie und der Chemie im Bereich der Grundstoffindustrie mit 5,8 Mio t SKE der drittgrößte Endenergieverbraucher im Referenzjahr 1987. Die drei energieintensivsten Zweige dieser Wirtschaftsgruppe sind die Zement-, Kalk- und Ziegelindustrie. Bei einer erkennbaren Konzentration auf größere Betriebe benötigten diese Wirtschaftszweige etwa drei Viertel des Endenergieverbrauchs, es steht der Einsatz von Brennstoffen zur Kalzinierung, zum Brennen und zum Trocknen im Vordergrund. Die Analyse der wärmetechnischen Verwendungsstruktur macht deutlich, daß fast 90 % des Energieeinsatzes auf Hochtemperaturwärme entfällt /7, 69/.

Bei den Eisen-, Stahl- und Tempergießereien, die im Jahre 1987 einen verhältnismäßig kleinen Endenergiebedarf von rd. 0,8 Mio t SKE aufwiesen, dient der wesentliche Energieanteil zum Beheizen der Schmelz- und Warmhalteöfen. Dies gilt ebenfalls für die der Verbrauchsgüterindustrie zugeordnete Branche der Glas- und Feinkeramik. Auch hier kommt der Deckung des Prozeßwärmebedarfs für Schmelzprozesse über 900° C die größte Bedeutung zu.

In diesen drei Wirtschaftsgruppen ist der Prozeßdampfbedarf relativ gering, des weiteren bietet sich aufgrund der Hochtemperaturprozesse die Abwärmenutzung zur Dampferzeugung an. Für den Einsatz nuklearer Anlagen zur Prozeßdampfversorgung einzelner Standorte ist hier kein Potential zu erkennen.

Dem Bereich der Investitionsgüterindustrie sind neben dem zuvor analysierten Straßenfahrzeugbau auch die Branchen Maschinenbau, Elektrotechnik sowie die EBM-Industrie zugeordnet. Bei der Verbrauchsgüterindustrie ist vor allem das Textilgewerbe zu nennen. Der Endenergiebedarf dieser Wirtschaftszweige lag im Jahre 1987 jeweils in einer Bandbreite zwischen etwa 2 und 2,5 Mio t SKE, der sich wie in Tab. 3.24 aufgezeigt auf mehrere tausend Betriebe verteilt. Die Struktur der wärmetechnischen Verwendung weist neben einem relativ hohen Raumwärmebedarf auch einen Bedarf an Prozeßdampf auf. Aufgrund der Vielzahl von Betrieben ist nur eine begrenzte Anzahl von Industriestandorten in der zugrunde gelegten Datenbasis erfaßt. Die Auswertung der Kesselleistungsstruktur läßt bei diesen Wirtschaftszweigen erkennen, daß der derzeitige Dampfbedarf für Produktionszwecke auch bei den größeren Standorten überwiegend unter 150 t/h liegt und somit hinreichend von dem gewählten Schwellenwert für den Einsatz der nuklearen Referenzanlagen entfernt ist. Des weiteren begünstigt der in diesen Wirtschaftsgruppen und -zweigen überwiegend vorherrschende Zweischicht-Betrieb mit Produktionsunterbrechung am Wochenende ebenfalls nicht den Einsatz nuklearer Anlagen im Grundlastbereich. Dies zeigt, daß die dem Einsatz nuklearer Anlagen zugänglichen Industriestandorte aufgrund der Anforderung an einen Mindestprozeßdampfbedarf mit den in den zuvorstehenden Kapiteln diskutierten Branchen hinreichend genau erfaßt sind.

			Grundstoff-industrie		Investitionsgüter-industrie			Verbrauchsgüter-industrie	
			Industrie Steine und Erden	Eisen-, Stahl-, Tempergießereien	Maschinenbau	Elektrotechnik, Feinmechanik	Eisen-, Blech-, Metallwaren	Glas und Feinkeramik	Textilgewerbe
1987		[Sypro-Nr.]	[25]	[2910]	[32]	[36,37,50]	[38]	[51,52]	[63]
/1/	Endenergieverbrauch ¹	(MiotSKE)	5,8	0,8	2,5	2,3	1,8	2,5	2,0
/1/	Stromverbrauch	(MiotSKE)	0,8	0,2	0,8	1,0	0,6	0,4	1,3
/2/	Eigenstromerzeugung	(MiotSKE)	0,01		0,2				0,08
/2/	Anzahl der Betriebe insgesamt		3452	253	5484	4991	2358	523	1662
/2/	Beschäftigte	(Tsd)	148,9	63,8	989,5	1205,4	297,0	112,1	222,3
/8/	Bruttowertschöpfung	(Mrd DM)	14,9	6,6	73,3	97,6	22,3	7,7	14,4
/2/	Umsatz	(Mrd DM)	29,6	8,1	161,2	198,5	47,9	15,1	35,7

¹ ohne Eigenstrom und nichtenergetischen Verbrauch

Tab. 3.24: Kenngrößen ausgewählter Wirtschaftszweige des Verarbeitenden Gewerbes im Jahre 1987

3.4 Diskussion der Ergebnisse

3.4.1 Zusammenfassung

Zur Ermittlung von Potentialen zur industriellen Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen wurde nach der Berechnung des standortbezogenen Prozeßdampfbedarfs im Jahre 1987 dessen zukünftige Entwicklung bis zum Jahre 2000 prognostiziert, dies führte auf das Technische Potential. Der hiervon mit Kernenergie zu deckende Anteil wird durch das Nukleare Potential beschrieben. Je nach Leistungsgröße der beiden HTR-Referenzanlagen ist für deren Einsatz ein Nukleares Potential von mindestens 100 bzw. 200 t/h je Standort erforderlich.

Im folgenden werden die Ergebnisse dieser prozeßdampforientierten Potentialermittlung zusammengefaßt und diskutiert. Es schließen sich Betrachtungen zu regionalen Schwerpunkten der ermittelten Potentiale sowie zur gekoppelten Elektrizitätserzeugung an.

Unter dem Grenzwert des Nuklearen Potentials von 100 t/h liegen die Standorte der Gummiverarbeitung, der Zuckerindustrie sowie die der Brauereien. Bei den in dieser Arbeit getroffenen Annahmen kommt hier ein Einsatz der betrachteten HTR-Anlagen nicht in Frage. Des weiteren begünstigt die durchschnittliche Anlagenauslastung dieser Branchen ebenfalls nicht den Einsatz von kerntechnischen Anlagen im Grundlastbereich. Obgleich der Prozeßdampfbedarf für größere Standorte in der Eisenschaffenden Industrie deutlich über 200 t/h liegt, konnte für den HTR dort auch kein Potential ermittelt werden. Die intensive Nutzung der Koppelenergieträger Kokerei-, Gicht- und Konvertergas sowie die Abwärmeverwertung erlauben keine Substitution durch nukleare Anlagen.

In den Wirtschaftsgruppen bzw. -zweigen der Papierindustrie, der NE-Metallerzeugung sowie des Kali- und Steinsalzbergbaus weisen einige Standorte ein Nukleares Potential zwischen 100 und 200 t/h auf. Hier läßt sich die kleinere Referenzanlage (2 x 100 MWth) bei hoher Vollbenutzungsdauer in das industrielle Bedarfsprofil integrieren. Ein Potential für die größere Doppelblockanlage (2 x 200 MWth) konnte in diesen Branchen nicht ermittelt werden. Nur die Wirtschaftszweige der Chemie, des Straßenfahrzeugbaus und der Mineralölverarbeitung liegen sowohl in einem Bereich zwischen 100 und 200 t/h, als auch oberhalb des für die größere Referenzanlage gewählten Grenzwertes von 200 t/h. In Bild 3.52 sind die entsprechenden standortbezogenen Ergebnisse branchenübergreifend dargestellt.

Betrachtet man zunächst die Einsatzmöglichkeiten der Referenzanlage ab 2 x 200 MWth, so ist festzustellen, daß elf Standorte zum Einsatz dieser Leistungsgröße geeignet sind. Erwartungsgemäß kommt der Chemischen Industrie mit sieben Standorten die größte Bedeutung zu. Aus der in Tab. 3.25 zusammengefaßten Darstellung ist zu entnehmen, daß aufgrund der Höhe des Prozeßdampfbedarfs der einzelnen Unternehmen Anlagenleistungen von mehr als 400 MWth nur an insgesamt fünf Standorten benötigt werden. Der Einsatz von 3er- bzw. 4er-Anlagen kommt überwiegend für die Chemische Industrie in Frage. Insgesamt ergibt sich ein Nukleares Anlagenpotential von 28 Einheiten zu je 200 MWth.

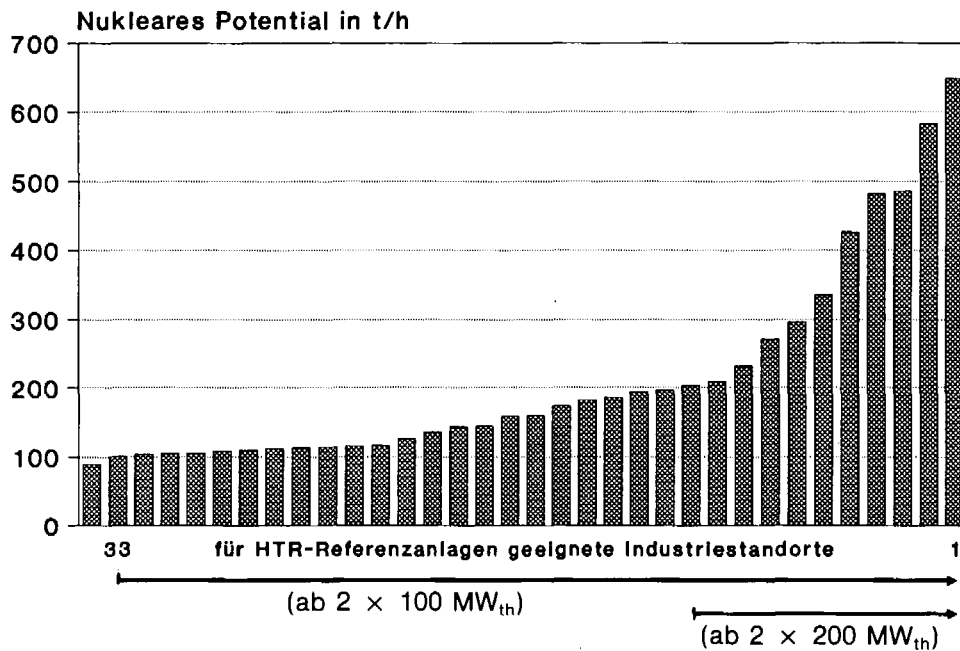


Bild 3.52: Nukleares Potential an den 33 ermittelten Industriestandorten im Jahre 2000 /29/ und eigene Berechnungen

Das Ergebnis einer Sensitivitätsanalyse, das in Abhängigkeit von der Unter- bzw. Überschätzung des Prozeßdampfbedarfs für das Jahr 2000 die Veränderung der Anlagenanzahl aufzeigt, ist in Bild 3.53 zusammengefaßt. An dieser Darstellung läßt sich ebenfalls die signifikante Bedeutung der zur Ermittlung des Nuklearen Potentials getroffenen Arbeitshypothese aufzeigen. Die Wahl eines höheren nuklearen Anteils an der Prozeßdampfversorgung je Standort, von z.B. 60 % gegenüber 50 % beim Basisfall, erhöht die Anzahl der 200 MW_{th}-Anlagen deutlich von 28 auf 40 Anlagen. Demgegenüber muß kritisch angemerkt werden, daß bei der hier verwendeten Methodik der Einsatz der größeren Referenzanlage bei der Mineralölverarbeitung nur knapp oberhalb des gewählten Schwellenwertes von 200 t/h liegt. Im Straßenfahrzeugbau sind aufgrund der Betriebsführung, die überwiegend einen Zweischicht-Betrieb und Produktionsunterbrechung am Wochenende vorsieht, weitergehende standort-spezifische Untersuchungen sowohl hinsichtlich der technischen Einbindungsmöglichkeiten als auch hinsichtlich des wirtschaftlichen Betriebs der nuklearen Anlagen erforderlich (vgl. auch Kap. 3.5).

Im Gegensatz zum Nuklearen Potential berücksichtigt das Markteinführungspotential vornehmlich den altersbedingten Substitutionsbedarf der Dampfkesselleistung an den einzelnen Standorten. Von den insgesamt elf für die größere Referenzanlage in Frage kommenden Nutzern weisen zehn Unternehmen ein genügend hohes, altersbedingtes Substitutionspotential im Untersuchungszeitraum 1996 - 2005 auf. Unter der getroffenen Annahme, daß sich in diesem Zeitraum zur Markteinführung jeweils nur eine Doppelblockanlage je Standort realisieren läßt, auch wenn nach den Rechnungen der Einsatz von 3er- bzw. 4er-Anlagen möglich ist, ergibt sich für die Markteinführung ein Potential von 20 Anlagen zu je 200 MW_{th} (vgl. Tab. 3.25).

Wirtschaftsgruppe	Sypro Nr.	Standorte mit einem Nuklearen Potential			Standorte insgesamt	Nukleares Anlagen- potential (je 200 MW _{th})	davon für die Marktein- führung geeignet (je 200 MW _{th})
		200 - 400 t/h (2 x 200 MW _{th})	400 - 600 t/h (3 x 200 MW _{th})	600 - 800 t/h (4 x 200 MW _{th})			
Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie	[55]	–	–	–	–	–	–
Chemische Industrie	[40]	3	3	1	7	19	14
Eisenschaffende Industrie	[27]	–	–	–	–	–	–
NE-Metallerzeugung	[28]	–	–	–	–	–	–
Gummiverarbeitung	[59]	–	–	–	–	–	–
Straßenfahrzeugbau	[33]	1	1	–	2	5	4
Zuckerindustrie	[6821]	–	–	–	–	–	–
Brauereien	[6871]	–	–	–	–	–	–
Kali- und Steinsalzbergbau	[2150]	–	–	–	–	–	–
Mineralölverarbeitung (Raffinerien, Petrochemie)	[22]	2	–	–	2	4	2
insges.		6	4	1	11	28	20

Tab. 3.25: Zusammenfassung der Potentialermittlung für den Einsatz der HTR-Referenzanlage ab 2 x 200 MW_{th} zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

Wirtschaftsgruppe	Sypro Nr.	Standorte mit einem Nuklearen Potential						Standorte insgesamt	Nukleares Anlagen- potential (je 100 MW _{th})	davon für die Marktein- führung geeignet (je 100 MW _{th})
		100–200 t/h (2 x 100 MW _{th})	200–300 t/h (3 x 100 MW _{th})	300–400 t/h (4 x 100 MW _{th})	400–500 t/h (5 x 100 MW _{th})	500–600 t/h (6 x 100 MW _{th})	600–700 t/h (7 x 100 MW _{th})			
Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie	[55]	4	–	–	–	–	–	4	8	8
Chemische Industrie	[40]	8	3	–	2	1	1	15	48	26
Eisenschaffende Industrie	[27]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
NE-Metallerzeugung	[28]	3	–	–	–	–	–	3	6	4
Gummiverarbeitung	[59]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Straßenfahrzeugbau	[33]	2	–	1	1	–	–	4	13	8
Zuckerindustrie	[6821]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Brauereien	[6871]	–	–	–	–	–	–	–	–	–
Kali- und Steinsalzbergbau	[2150]	1	–	–	–	–	–	1	2	2
Mineralölverarbeitung (Raffinerien, Petrochemie)	[22]	4	2	–	–	–	–	6	14	10
insges.		22	5	1	3	1	1	33	91	58

Tab. 3.26: Zusammenfassung der Potentialermittlung für den Einsatz der HTR-Referenzanlage ab 2 x 100 MW_{th} zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

Die Ausweitung der Potentialermittlung auf die Referenzanlage mit einer Leistung ab 2 x 100 MWth führt zu dem Ergebnis, daß neben den drei zuvorstehend aufgeführten Branchen in einem begrenzten Umfang auch Standorte der Papierindustrie, der NE-Metallerzeugung sowie des Kali- und Steinsalzbergbaus zur nuklearen Prozeßdampfversorgung in Frage kommen. Für diese Leistungsgröße lassen sich zum Jahre 2000 insgesamt 33 Standorte ermitteln, dies bedeutet eine Verdreifachung der potentiellen Nutzer gegenüber der größeren Referenzanlage.

Insgesamt ergibt sich ein Nukleares Anlagenpotential von 91 Anlagen zu je 100 MWth, das sich wie in Tab. 3.26 dargestellt auf die einzelnen Wirtschaftszweige verteilt. Es ist auch hier die überragende Bedeutung der Chemischen Industrie zu erkennen, die über die Hälfte dieses Anlagenpotentials repräsentiert. Bei dieser Anlagengröße ergibt sich für einzelne Standorte die Situation, modular zusammengesetzte Leistungseinheiten bis hin zu 6er- und 7er-Anlagen einsetzen zu können.

Für die Markteinführung kommen unter den gleichen Prämissen wie für die größere Anlage im Zeitraum 1996 - 2005 insgesamt 29 Industriestandorte in Frage, dies entspricht einem Potential von 58 Anlagen zu je 100 MWth (vgl. Tab. 3.26).

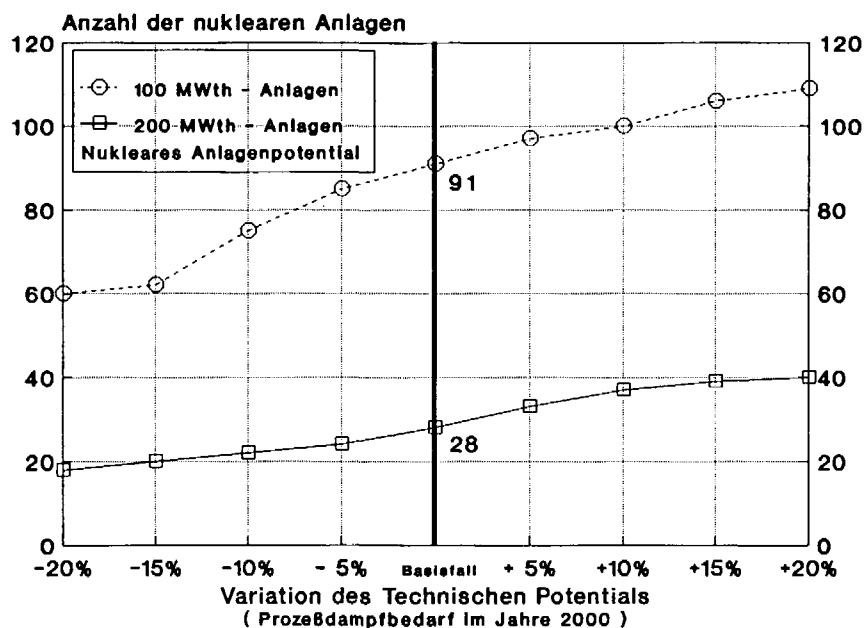


Bild 3.53: Sensitivitätsanalyse zum Nuklearen Anlagenpotential in der Industrie im Jahre 2000

Ein Zusammenhang zwischen der in der Industrie einzusetzenden Anlagenanzahl und der nuklearen Anlagenleistung ist bei der in dieser Arbeit verwendeten Methodik wie folgt gegeben. Mit dem Übergang auf die kleinere Referenzanlage verdreifacht sich die Zahl der potentiellen Nutzer bzw. Standorte von 11 auf 33. Dies entspricht einer Erhöhung des Nuklearen Anlagenpotentials von 28 Anlagen zu je 200 MWth auf 91 Anlagen zu je 100 MWth.

Untersuchungen zur Serienfertigung und Standardisierung von nuklearen Anlagen /72, 73, 78/ lassen erkennen, daß etwa bis zur Errichtung der 20. Anlage eine signifikante Senkung der spezifischen Investitionskosten möglich ist. Für darüber hinausgehende größere Serienzahlen werden keine weiteren

wesentlichen Einsparungsmöglichkeiten erwartet. Auf die Ergebnisse der vorliegenden Potentialermittlung übertragen bedeutet dies, daß beide HTR-Referenzanlagen schon bei einer Teilrealisierung des jeweiligen Nuklearen Anlagenpotentials hinreichend von den erwarteten wirtschaftlichen Vorteilen einer Serienfertigung profitieren können.

Weitere Aspekte zur Auswahl einer adäquaten Anlagenleistung zur industriellen Prozeßdampfversorgung liegen bei der Verfügbarkeit sowie der notwendigen Reservevorhaltung. Während die Degression der spezifischen Kosten große Einheiten begünstigt, sehen Untersuchungen hinsichtlich der Anlagenverfügbarkeit kleinere Leistungsgrößen im Vorteil /78, 79/. Auch bei der erforderlichen Reservebereitstellung, die sich mit sinkender Einzelanlagenleistung reduziert, könnte eine Modularisierung der nuklearen Prozeßdampfversorgung Vorteile bringen. Eine kleinere Anlagenleistung kann in diesem Fall auch mit höheren spezifischen Kosten gegenüber der größeren Anlage belastet sein. Des weiteren lassen Rechnungen zu der zeitlichen Entwicklung des altersbedingten Substitutionspotentials der Dampfkessel erkennen, daß der anstehende Ersatzbedarf in vielen Fällen günstiger durch modularen Zubau kleinerer Leistungseinheiten gedeckt werden kann. In Bild 3.54 ist hierzu beispielhaft die Aufteilung in Grundlast, Regel- und Spitzenlast für eine Kraftwerksstruktur in einem größeren Chemiebetrieb dargestellt.

Die zuvorstehenden Überlegungen zu einer adäquaten nuklearen Anlagenleistung für die industrielle Prozeßdampfversorgung decken sich mit einer Untersuchung nach /20/. Diese Studie hat die Nutzung der Hochtemperaturprozeßwärme des HTR für verfahrenstechnische Anwendungen in ausgewählten Wirtschaftsgruppen der Industrie zum Thema. Hier wird vornehmlich aus Gründen der Reservevorhaltung einer Anlagenleistung unter 100 MWth der Vorzug gegeben. Über eine adäquate, hinsichtlich aller relevanten Einsatzbereiche optimierten Leistungsgröße müssen weiterführende, detaillierte Untersuchungen bei den ermittelten potentiellen Nutzern Aufschluß geben.

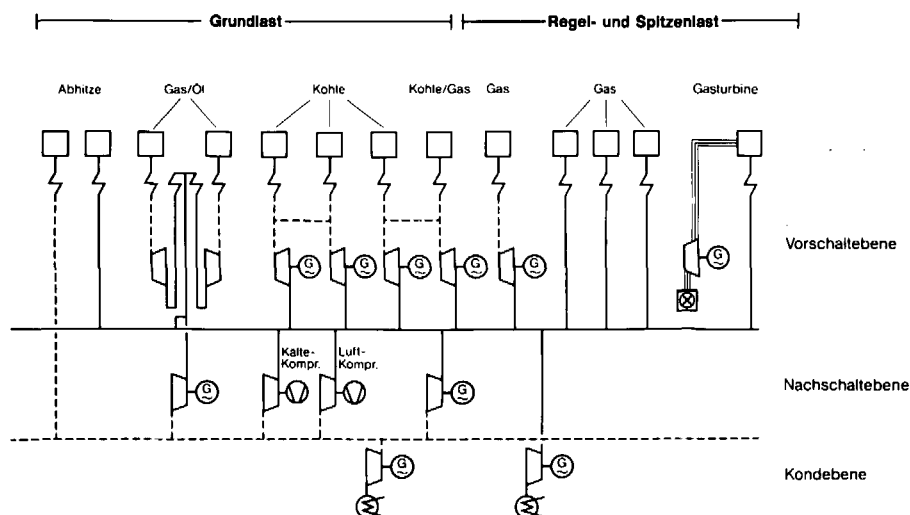


Bild 3.54: Beispiel für eine Kraftwerksstruktur in einem Chemiebetrieb /59/

3.4.2 Regionale Schwerpunkte

Eine regionalisierte Betrachtung der zuvorstehend beschriebenen Standorte bzw. Potentiale für den Einsatz der beiden HTR-Referenzanlagen führt auf drei räumliche Einsatzschwerpunkte.

Zunächst ist die Rheinschiene 'Düsseldorf - Köln', insbesondere mit dem Kölner 'Chemiegürtel' zu nennen. Hier liegt die größte räumliche Konzentration an potentiellen Nutzern vor. Trotz begrenzter Transportmöglichkeiten des Dampfes erscheint es möglich, mehrere Unternehmen gemeinsam von einem Standort aus zu versorgen. Dies würde das für die größere Referenzanlage ermittelte Nukleare Potential gegenüber dem Basisfall erhöhen. Die anderen beiden räumlichen Schwerpunkte liegen im Ruhrgebiet sowie im Raum 'Frankfurt - Ludwigshafen - Karlsruhe'.

Bei der erkennbaren regionalen Konzentration potentieller Nutzer, in deren Gebiet ebenfalls ein hoher Raumwärmebedarf vorhanden ist, liegt es nahe, Untersuchungen zur kombinierten Prozeßdampf- und Fernwärmeversorgung in die Überlegungen mit einzubeziehen. Hierauf wird in einem späteren Kapitel näher eingegangen.

3.4.3 Ermittlung der gekoppelten Stromerzeugung

Bei der branchenspezifischen Einzelanalyse wurde die jeweilige Prozeßdampfabgabe der nuklearen Anlagen als die mit dem Marktbedarf korrespondierende Kenngröße gewählt. Für die im Kraft-Wärme-Kopplungsbetrieb der Referenzanlagen gleichzeitig bereitgestellte elektrische Leistung wurde zunächst unterstellt, daß der möglicherweise anfallende Überschußstrom an das öffentliche Netz abgegeben werden kann. In Hinblick auf die damit verbundenen Diskussionen ist es notwendig, zumindest tendenzielle Größenordnungen zu einer möglichen Überschußleistung aufzuzeigen.

Wie in Kap. 2.4 bereits angesprochen, ist die Aufteilung zwischen Prozeßdampf und Strom für die nuklearen Referenzanlagen sehr variabel. Im Normalbetrieb bestimmt die ausgekoppelte Prozeßdampfmenge die verbleibende elektrische Leistung des Turbosatzes. Hierbei spielt die gewählte Anlagenkonfiguration sowie das von Branche zu Branche unterschiedlich zu nutzende Enthalpiegefälle eine wesentliche Rolle. So ist mit reduziertem Niveau der Prozeßwärmeauskopplung von beispielsweise 33 bar/340° C auf 3 bar/160° C eine deutliche Anhebung der Nettostromerzeugung verbunden.

Zur überschlägigen Berechnung der elektrischen Leistungsabgabe der HTR-Referenzanlagen werden in Abhängigkeit von der Branche die in Bild A1 im Anhang dargestellten Bandbreiten verwendet. Für dieses Beispiel wurden die entsprechenden Werte einer Anlagenauslegung des HTR 100 (258 MWth) mit maximaler Prozeßdampfentnahme auf die in dieser Arbeit betrachteten Referenzanlagen von 100 MWth bzw. 200 MWth übertragen /26, 70/. In Abhängigkeit von der für die einzelnen Standorte individuell ermittelten Höhe des Nuklearen Potentials läßt sich näherungsweise die jeweils gleichzeitig bereitgestellte elektrische Leistung berechnen.

Im Gegensatz zur Prozeßdampfversorgung besteht für die industrielle Stromversorgung vielfach die Möglichkeit, zwischen teilweiser Eigenerzeugung oder Fremdbezug aus dem öffentlichen Netz zu entscheiden. Die an den einzelnen Standorten installierte elektrische Leistung der Dampf- und Gasturbinen

ist somit nicht repräsentativ für den tatsächlichen elektrischen Leistungsbedarf der Unternehmen. Um zumindest tendenzielle Aussagen zu erhalten, besteht die Möglichkeit, über die durchschnittliche Branchenstromkennzahl (BSK) und den zuvor für die einzelnen Standorte ermittelten Prozeßdampfbedarf (Technisches Potential) den jeweiligen elektrischen Leistungsbedarf abzuschätzen. Die Branchenstromkennzahl ist das Verhältnis der elektrischen Leistung zum zeitgleichen thermischen Leistungsbedarf. Im Anhang sind in Tab. A1 für die entsprechenden Wirtschaftsgruppen bzw. -zweige die verwendeten Kennzahlen aufgeführt. Vereinfachend wird für die angegebenen Werte unterstellt, daß sie sich bis zur Jahrhundertwende nicht wesentlich verändern.

Die in Bild 3.55 dargestellte Differenz zwischen der durch die nuklearen Anlagen bereitgestellten maximalen elektrischen Leistung und dem näherungsweise berechneten Bedarf der einzelnen Industriestandorte zeigt als Ergebnis, daß nur in Einzelfällen Stromabgaben an das öffentliche Netz zu erwarten sind. Bei einer im Jahre 1987 installierten industriellen Nennleistung von rd. 9000 MWe ist die abgeschätzte Überschußleistung insgesamt von untergeordneter Bedeutung.

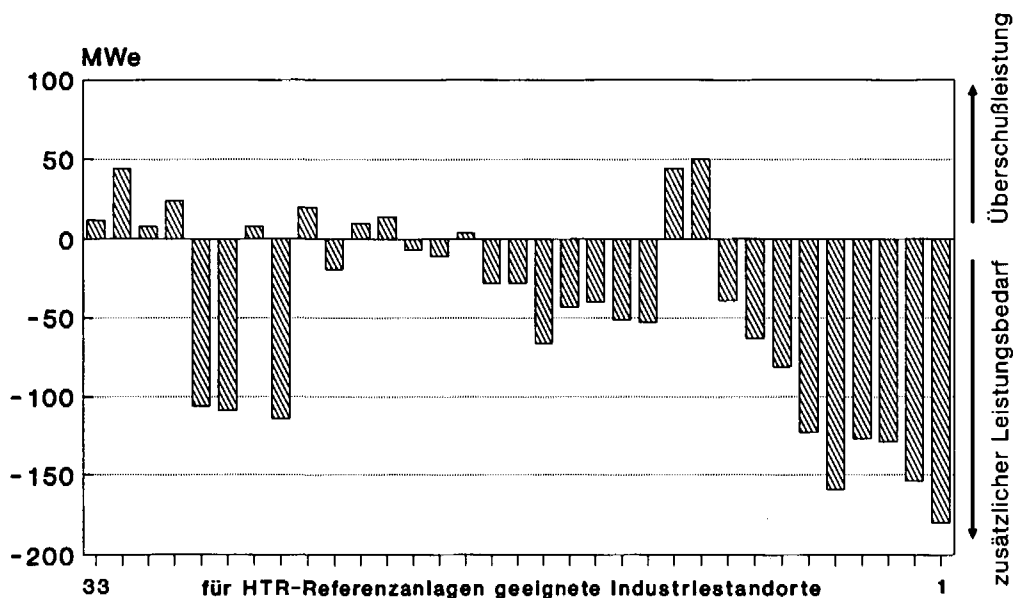


Bild 3.55: Elektrische Überschußleistung beim Einsatz der HTR-Referenzanlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

3.5 Wirtschaftlichkeitsanalyse zur industriellen Prozeßdampf- und Stromerzeugung

In der vorangegangenen Potentialermittlung zum Einsatz nuklearer Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung wurden keine Aussagen über ein wirtschaftliches Potential gemacht, da es sich bei der Betrachtung um konkrete Standorte handelt, deren individuelle Randbedingungen durch einen globalen Wirtschaftlichkeitsvergleich nicht berücksichtigen werden können. So müßte zum Beispiel bei einer diversifizierten Feuerungsstruktur mit unterschiedlichen Mischkalkulationen je Standort gerechnet werden. Des weiteren wurde in Kap. 3.2 mit der Portfolio-Theorie dargestellt, daß Entscheidungen unter Berücksichtigung von Unsicherheit zu einer anderen Bewertung als die 'strenge' Vergleichsrechnung führen können. Nach dieser Theorie kann ein Investitionsmix auch Energieerzeugungsanlagen mit unterschiedlich hohen Produkterzeugungskosten beinhalten, solange keine signifikanten Abweichungen vorliegen.

Die folgenden Ausführungen haben zum Ziel, für ausgewählte industrielle Energieversorgungsanlagen einen Orientierungsrahmen für die Produkterzeugungskosten zu geben, um mögliche signifikante Abweichungen zu erkennen. Dies führt zu bedingten Aussagen, die über die Variation verschiedener Eingangsparameter diskutiert werden. Insbesondere in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung sind beim Einsatz nuklearer Anlagen Präferenzen für einzelne industrielle Wirtschaftszweige zu erwarten.

Die methodische Basis für Wirtschaftlichkeitsvergleiche bildet die Investitionsrechnung. Danach werden die mit dem Investitionsprozeß verbundenen Kosten in ihrem ganzen zeitlichen Ausmaß der Berechnung zugrunde gelegt und die Energieerzeugungskosten in Form von Einzel- oder Mittelwerten dargestellt. Grundlage der nachfolgenden Wirtschaftlichkeitsuntersuchung ist die dynamische Kostenrechnung, da bei den für die Energiewirtschaft typischen Investitionen und Zeiträumen Teuerungseffekte eine wesentliche Rolle spielen.

Entsprechend dieser Kostenrechnung werden die durch Planung, Bau, Betrieb sowie Abbruch nach der Außerbetriebnahme verursachten Kosten einschließlich Verzinsung des eingesetzten Kapitals in Ansatz gebracht und daraus die Produkterzeugungskosten als zeitabhängige Einzelgrößen ermittelt. Durch Diskontierung nach der Barwertmethode können sie auf einen gemeinsamen Zeitpunkt, z.B. auf das Jahr der Inbetriebnahme, bezogen werden und mit Hilfe der Annuitätsmethode in barwertmäßige Mittelwerte (finanzmathematische Durchschnittskosten) umgeformt werden. Eine andere Möglichkeit besteht darin, die Produkterzeugungskosten ausgehend vom Zeitpunkt der Inbetriebnahme für die einzelnen Betriebsjahre zu ermitteln. Die jeweiligen spezifischen Produkterzeugungskosten ergeben sich dann als Quotient aus den jährlichen absoluten Kosten und der jährlichen Produkterzeugung.

Bei der in dieser Arbeit gewählten Form der Potentialermittlung steht die industrielle Prozeßdampfversorgung im Vordergrund der Betrachtung. Elektrische Energie wird als Nebenprodukt erzeugt. Da es sich bei der Wirtschaftlichkeitsrechnung zur reinen Stromerzeugung um ein definiertes Produkt handelt, können hier die Kosten eindeutig zugeordnet werden. Dagegen werden bei der Kraft-Wärme-Kopplung zwei unterschiedliche Produkte in der gleichen Anlage erzeugt, die eine gesonderte Zuordnung erfordern.

In der Praxis haben sich bei der gleichzeitigen Erzeugung von Prozeßdampf und Strom als Koppelprodukte zwei Bewertungsmethoden durchgesetzt: Zum einen kann der Prozeßdampf über sein elektrisches Arbeitsvermögen im Kondensationsbetrieb in Strom umgewandelt werden und so mit einer fiktiven, gesamten Stromerzeugung gerechnet werden. In diesem Fall ergeben sich für Dampf und Strom die gleichen spezifischen Produkterzeugungskosten. Eine andere Möglichkeit bietet die kostenmäßige Bewertung nach der Grenzwertmethode. Hierbei erfolgt die Berechnung so, daß die jeweiligen gesamten laufenden Kosten einmal nur dem Strom und zum anderen nur dem Prozeßdampf zugeordnet werden. Die Ergebnisse können in Form eines Kostendreiecks graphisch dargestellt werden und geben jeweils die korrespondierenden Prozeßdampf- und Stromerzeugungskosten an. Auf beide Bewertungsmethoden wird des weiteren zurückgegriffen. Nähere Ausführungen zur nachfolgend verwendeten Methodik der Wirtschaftlichkeitsanalyse finden sich in /32, 71/.

Ausgangspunkt zur Beurteilung der Wirtschaftlichkeit sind die mittleren realen Kosten im Geldwert des Jahres 1989, die zunächst für gleiche spezifische Produkterzeugungskosten (DM/KWh bzw. DM/t Prozeßdampf) mit Unterstützung eines EDV-Programms berechnet werden.

Der Vergleich zwischen der nuklearen und konventionellen Kraft-Wärme-Kopplung bezieht sich auf eine Leistungsgröße von 400 MWth. Neben der HTR-Referenzanlage (2 x 200 MWth) wurde ein Steinkohlekraftwerk mit atmosphärischer Kohlenstaubeuerung, ein Ölkraftwerk mit Schwerölfeuerung sowie ein GUD-Kraftwerk mit Erdgasfeuerung ausgewählt.

Die Weiterentwicklung der kohlebefeueren Kraftwerke führte zu einer Vielzahl von neuen Konzepten, die in den kommenden Jahrzehnten die heutigen Kraftwerksbauarten mit Steinkohlefeuerung ergänzen bzw. ablösen können. Zur Diskussion stehen verschiedene Anlagenkonzepte mit Kohleumwandlungsverfahren unter Druck sowie Druckkohlenstaubeuerung. Es ist derzeit nicht abzusehen, welches Konzept sich als Nachfolgelösung des heutigen Dampfkraftwerks durchsetzen kann. Des weiteren stammen die technischen Werte und Kostenschätzungen dieser Anlagen aus unterschiedlich detaillierten Projektstudien. Bei den hier durchgeführten Vergleichsrechnungen wird deshalb auf ein Kraftwerk mit atmosphärischer Kohlenstaubeuerung zurückgegriffen, dessen spezifische Investitionskosten bei etwas geringerem Anlagennutzungsgrad mit einer Wirbelschichtfeuerung vergleichbar sind.

Das Steinkohlekraftwerk sowie das Ölkraftwerk sind mit REA- und DENOX-Anlagen ausgerüstet. Beide Kraftwerkstypen sind als Serienanlagen kommerziell am Markt eingeführt und repräsentieren den erprobten Stand der Technik. Das erdgasgefeuerte GUD-Kraftwerk wird mit reiner Abhitzenutzung ohne Zusatzfeuerung betrieben.

Als Basisdaten für die Wirtschaftlichkeitsberechnungen werden die in nachfolgender Tab. 3.27 zusammengestellten Eingangsgrößen verwendet. Kostenstand der Angaben ist das Jahr 1989. Die Verteuerungsraten sind als nominale Werte ausgewiesen, d.h. inklusive des inflationär bedingten Anteils. Der Zeitpunkt der Inbetriebnahme wird für alle Anlagen einheitlich auf den Beginn des Jahres 2000 festgelegt.

Technische Daten		HTR-Modul		Steinkohle		Öl (HS)	GUD (Erdgas)
		Folge- anlage	Serien- anlage	Import	Heimisch		
		2 × 200 MW _{th}	2 × 200 MW _{th}	400 MW _{th}	400 MW _{th}	400 MW _{th}	400 MW _{th}
Thermische Leistung	MJ/s	400					
Jahresvollaststunden	h/a	7 500					
Kraft-Wärme-Kopplung – Nutzleistung Strom – Nutzleistung Dampf	MWe MJ/s	68 320				115 320	
Prozeßdampf – Dampfbewertung (16 bar / 270°C)	t Dampf/KWh _e t/h	180 400					
Termine							
Kostenbasis		1989					
Planungszeit	a	7	7	8	8	8	8
Bauzeit	a	4	4	3	3	3	3
Inbetriebnahme		2000					
Kalkulatorische Lebensdauer	a	20					
Investitionen							
Investitionskosten (Po)	Mio DM	925	790	400	400	200	180
Bauherreneigenleistung	Mio DM	90	55	30	30	30	30
Gesamtinvestition (Ko)	Mio DM	1015	845	430	430	230	210
Verteuerung der Investitionen							
Inflationsrate	%/a	4					
Diskontsatz	%/a	7,5					
Kapitalzins	%/a	7,5					
Materialkosten	%/a	4					
Steuersatz-Bauzeit	% von Ko/a	0					
Steuersatz-Betriebszeit	% von Ko/a	0					
Preisgleitung vor Bauzeit	%/a	4,9					
Preisgleitung während Bauzeit	%/a	4,225					
Betriebskosten							
Personalbedarf	–	113	113	120	120	65	65
Personalkosten	DM/a	90.000					
Lohnkostensteigerung	%/a	5,5					
Wartung und Instandhaltung	% von Po/a	1,2	1,2	2,5	2,5	2,0	1,5
allg. Anlagenversicherung	% von Po/a	0,7	0,7	0,5	0,5	0,3	0,3
Abrüstkosten	% von Po	12	12	–	–	–	–
Betriebsstoffkosten							
Heizwert des Brennstoffs	kJ/kg, (kJ/Nm³) ¹	–	–	29.500	29.500	41.030	31.736 ¹
Preis des Brennstoffs	DM/t, (DM/Nm³) ²	–	–	95 - 130	300	200-250	0,2-0,3 ²
(Kernbrennstoff des HTR)	DM/MWh _{th}	9,6	7,5	–	–	–	–
Energiepreissteigerung (nominal)	%/a	4,5	4,5	6,5	4,5	6,0	6,0
Hilfs- und Betriebsmittel	DM/MWh _{th}	0,4	0,4	3,3	3,3	3,5	3,0

Tab. 3.27: Verwendete technische und wirtschaftliche Basisdaten für die gekoppelte Prozeßdampf- und Stromerzeugung im Leistungsbereich von 400 MW_{th}

Bei den Vergleichsrechnungen wird für den HTR-Modul (2 x 200 MWth) zwischen einer Folgeanlage und einer Serienanlage unterschieden. Die Gesamtkosten (K_0) einer Folgeanlage sind nicht mit den höheren 'first of its kind' - Kosten einer Demonstrationsanlage belastet. Bei einer fortgeschrittenen Markteinführung kann darüber hinaus für nukleare Serienanlagen dieser Leistungsgröße eine deutliche Kostensenkung durch Standardisierung und Serienfertigung erwartet werden. Detaillierte Untersuchungen mit unterschiedlichen Lernkurven für die einzelnen Baugruppen sowie für die indirekten Anlagekosten lassen bei einer Serienanlage gegenüber einer Folgeanlage um bis zu 30 % reduzierte Gesamtinvestitionskosten (K_0) erwarten /70/. Diese Größenordnung wird in /35, 72, 73/ auch genannt und könnte etwa nach der Errichtung der 15. bis 20. Anlage erzielt werden.

Im folgenden werden bei der nuklearen Serienanlage gegenüber der Folgeanlage um 15 % reduzierte Investitionskosten (P_0) sowie um 40 % reduzierte Bauherreneigenleistungen unterstellt. Mit dieser konservativen Betrachtung ergibt sich eine um rd. 17 % reduzierte Gesamtinvestition (K_0) für die Serienanlage. Die Produkterzeugungskosten des HTR-Modul werden somit durch eine Bandbreite beschrieben.

Die Gesamtleistung der nuklearen Referenzanlage von 400 MW ist auf zwei Anlagen aufgeteilt. Für die konventionellen Vergleichsanlagen wird jeweils von einem Monoblock ausgegangen. Diese Vorgehensweise begünstigt die fossilgefeuerten Anlagen, die jeweilige Ausführung als Doppelblockanlage hätte etwa 10 % höhere Gesamtinvestitionskosten zur Folge.

Der von vielen Randbedingungen abhängige Steuersatz während der Bauzeit bzw. Betriebszeit liegt bei Energieversorgungsunternehmen in einer durchschnittlichen Größenordnung von etwa 1,5 bis 2,2 %. Bei Industriebetrieben, deren primäre Zielsetzung die Güterproduktion und nicht die Energieproduktion ist, liegen andere Verhältnisse vor, so daß die Rechnungen steuerneutral durchgeführt werden.

Bei den zugrunde gelegten nuklearen Brennstoffkosten wird ein Zyklus mit niedrig angereichertem Uran sowie eine zeitlich begrenzte Zwischenlagerung der abgebrannten Brennelemente am Kraftwerk mit anschließender direkter Endlagerung unterstellt /70/. Da insbesondere die Herstellungskosten der Brennelemente von einer Großserienfertigung profitieren, werden für die Folge- bzw. Serienanlage unterschiedliche Brennstoffkosten angenommen, die sich um etwa 20 % unterscheiden.

Im Gegensatz zu den nuklearen Anlagen bestimmen bei den fossilgefeuerten Kraftwerken der Brennstoffpreis sowie die unterstellten Teuerungsraten zu einem wesentlichen Teil die Produkterzeugungskosten. Wie in Bild 3.56 dargestellt, unterliegen die fossilen Energieträgerpreise mit Ausnahme der heimischen Steinkohle großen Schwankungen, so daß die Wahl der Ausgangswerte die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung signifikant beeinflusst. Dementsprechend empfiehlt es sich, für die Ausgangswerte von einer Bandbreite auszugehen.

Bei der Kohle wird zwischen Importkohle und heimischer Steinkohle unterschieden. Für die Importkohle wird eine Bandbreite zwischen 95 und 130 DM/t zugrunde gelegt. Hierbei bleiben die Extremwerte der Schwankungsbreite im betrachteten Zeitraum jeweils unberücksichtigt. Bei der heimischen Steinkohle kann bei bisher relativ konstanter Preisentwicklung von 300 DM/t ausgegangen werden. Für Schweres Heizöl wird eine Bandbreite zwischen 200 und 250 DM/t sowie für Erdgas zwischen 0,2 und 0,3 DM/Nm³ unterstellt. Für die realen Teuerungsraten werden in Anlehnung an /69/ folgende Werte gewählt: 0,5 % p.a. für Kernbrennstoff und heimische Steinkohle, 2 % p.a. für Schweres Heizöl und Erdgas sowie 2,5 % p.a. für Importkohle.

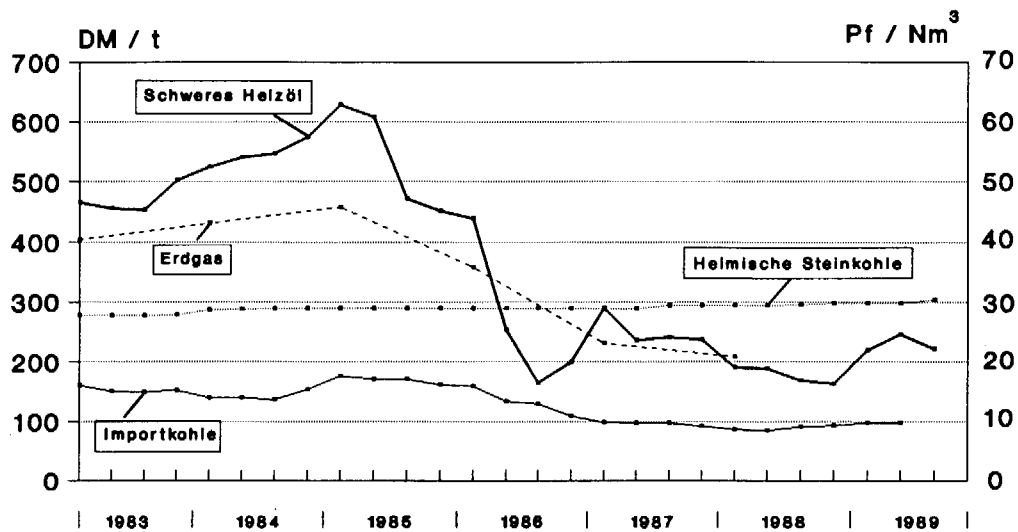


Bild 3.56: Energiepreisentwicklung für ausgewählte Endenergieträger von 1983 - 1989 /16, 74/

Die Ergebnisse der Wirtschaftlichkeitsrechnung lassen für den Basisfall bei 7500 Jahresvollaststunden folgende Tendenzen erkennen (Bild 3.57). Zwischen den Produkterzeugungskosten der nuklearen Folge- und Serienanlage besteht ein Unterschied von etwa 20 %. Diese Differenz begründet sich hauptsächlich in der unterstellten, geringeren Gesamtinvestition (K_0) für die Serienanlage. Innerhalb dieser von dem HTR-Modul gebildeten Kostenbandbreite liegt das mit Importkohle gefeuerte Kraftwerk, die Produkterzeugungskosten des Ölkraftwerks befinden sich näher an der HTR-Serienanlage. Das GUD-Kraftwerk hat bei einem Erdgaspreis von $0,2 \text{ DM/Nm}^3$ die mit Abstand günstigsten Energieerzeugungskosten, während die Rechnung mit einem Ausgangswert von $0,3 \text{ DM/Nm}^3$ zu deutlich höheren Kosten führt, die in Nähe der HTR-Folgeanlage liegen. Das mit heimischer Steinkohle gefeuerte Kraftwerk hat wesentlich höhere Produkterzeugungskosten als alle anderen betrachteten Varianten.

Ergänzend zu dieser Form der Kostenrechnung, die zu gleichen spezifischen Produkterzeugungskosten für Dampf und Strom führt, wurden auch Berechnungen nach der Grenzwertmethode durchgeführt. Die Ergebnisse sind für verschiedene Kraftwerke in Form eines Kostendreiecks im Anhang (Bild A2) dargestellt. Aufgrund der höheren Strombereitstellung bei gleicher Wärmeabgabe sind die mit dieser Bewertungsmethode für das GUD-Kraftwerk ermittelten Stromerzeugungskosten gegenüber allen anderen Anlagen deutlich niedriger. Dagegen liegen bei wärmeorientierter Betrachtungsweise die Prozeßdampfkosten hier überwiegend höher. Dies macht deutlich, daß eine detaillierte Betrachtung der an einem Standort vorliegenden Randbedingungen und Voraussetzungen zu jeweils unterschiedlichen Ergebnissen bei der Anlagenauswahl führen kann.

Ein späterer Inbetriebnahmezeitpunkt der Energieerzeugungsanlagen begünstigt erwartungsgemäß die nuklearen Anlagen. Die entsprechenden Rechnungen zu einer Inbetriebnahme in den Jahren 2005 und 2010 sind zusätzlich im Anhang mit Bild A3 dargestellt.

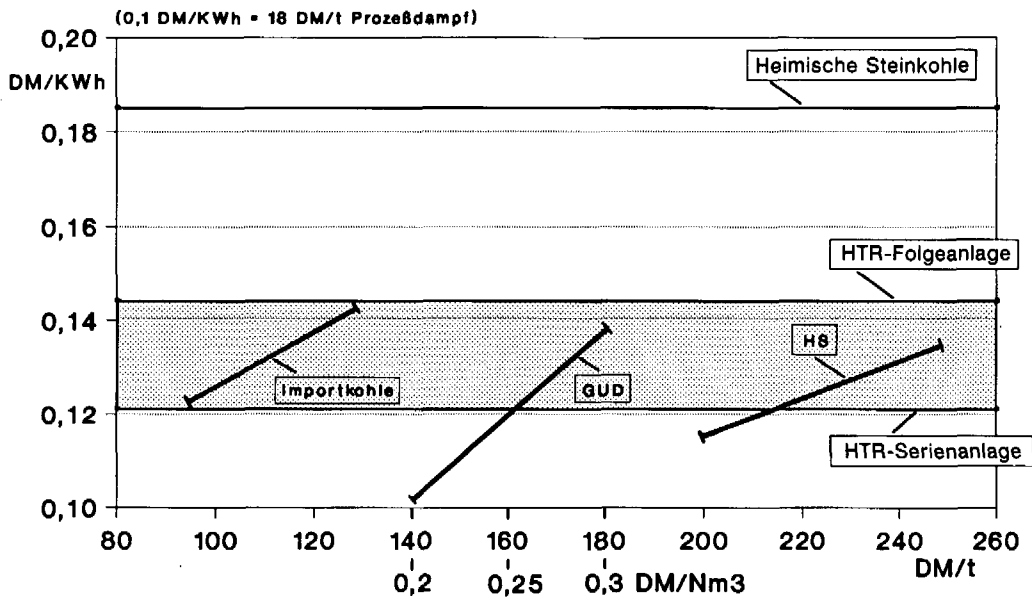


Bild 3.57: Produkterzeugungskosten für Prozeßdampf und Strom von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth
mittlere reale Kosten im Geldwert 1989,
Inbetriebnahme 2000, Auslastung 7500 h/a

In Bild 3.58 ist die Abhängigkeit der Produkterzeugungskosten von der Anlagenauslastung dargestellt. Mit abnehmenden Jahresvollaststunden ändern sich die Ergebnisse zugunsten der fossil gefeuerten Kraftwerke. Etwa ab 6000 - 7000 h/a liegen die Produkterzeugungskosten der mit Schwerem Heizöl und Erdgas gefeuerten Anlagen unter dem für die nukleare Anlage ermittelten Wert. Gegenüber der Importkohle ist die HTR-Serienanlage etwa ab 7000 h/a kostengünstiger, obgleich für den Importkohlepreis ein äußerst niedriger Ausgangswert von 95 DM/t unterstellt wird. Die Ausnahme bildet auch hier das mit heimischer Steinkohle gefeuerte Kraftwerk, das in der Grundlast gegenüber allen betrachteten Varianten höhere Kosten aufweist.

Um den Einfluß verschiedener Kostenparameter aufzuzeigen, wurden Variationsrechnungen zu ausgewählten Eingangsparametern durchgeführt. Sie sind im Anhang (Bild A4) dargestellt. Hierbei wird deutlich, welche Bedeutung bei den fossil gefeuerten Anlagen der Brennstoffpreis sowie die hierfür unterstellten Teuerungsraten haben. Bei den nuklearen Anlagen ist der Einfluß der Investitionskosten und somit auch der Anlagenauslastung zu erkennen. Ergänzend hierzu ist in Bild 3.59 die Kostenstruktur der betrachteten Energieerzeugungsanlagen für das erste Betriebsjahr dargestellt. Im Gegensatz zu den über der gesamten Lebenszeit gemittelten Kosten (mittlere reale Kosten) liegen beide nuklearen Anlagen mit Ausnahme gegenüber der mit heimischer Steinkohle gefeuerten Anlage im ersten Betriebsjahr über den Werten der anderen Kraftwerke. Dies ändert sich bis zum Ende der kalkulierten Betriebszeit zugunsten des HTR-Modul (vgl. Bild A5 im Anhang). Gleichzeitig wird hierdurch ersichtlich, welchen Einfluß auf die Wirtschaftlichkeit der Betrieb der nuklearen Anlagen über die kalkulatorische Lebensdauer von 20 Jahren hinaus hat. Die technische Lebensdauer des HTR-Modul liegt deutlich über 30 Jahre.

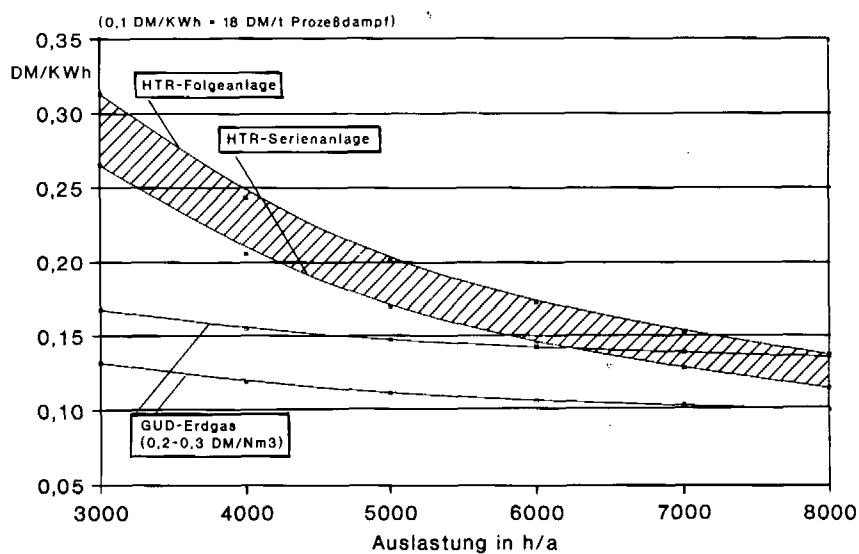
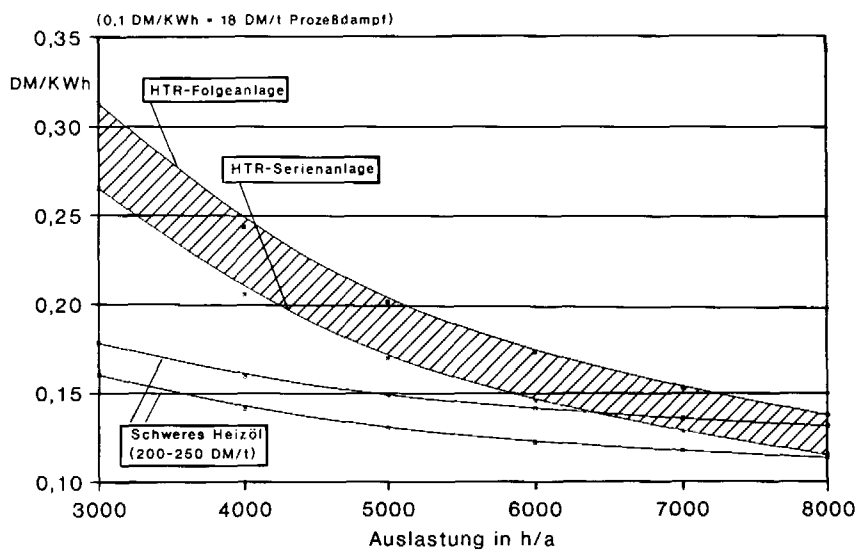
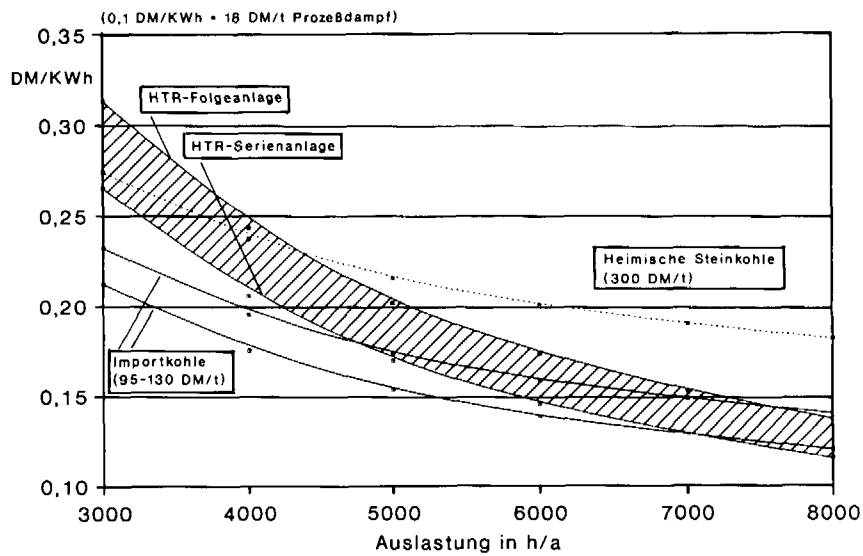


Bild 3.58: Produkterzeugungskosten für Prozeßdampf und Strom von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth in Abhängigkeit von der Anlagenauslastung
mittlere reale Kosten in Geldwert 1989, Inbetriebnahme 2000

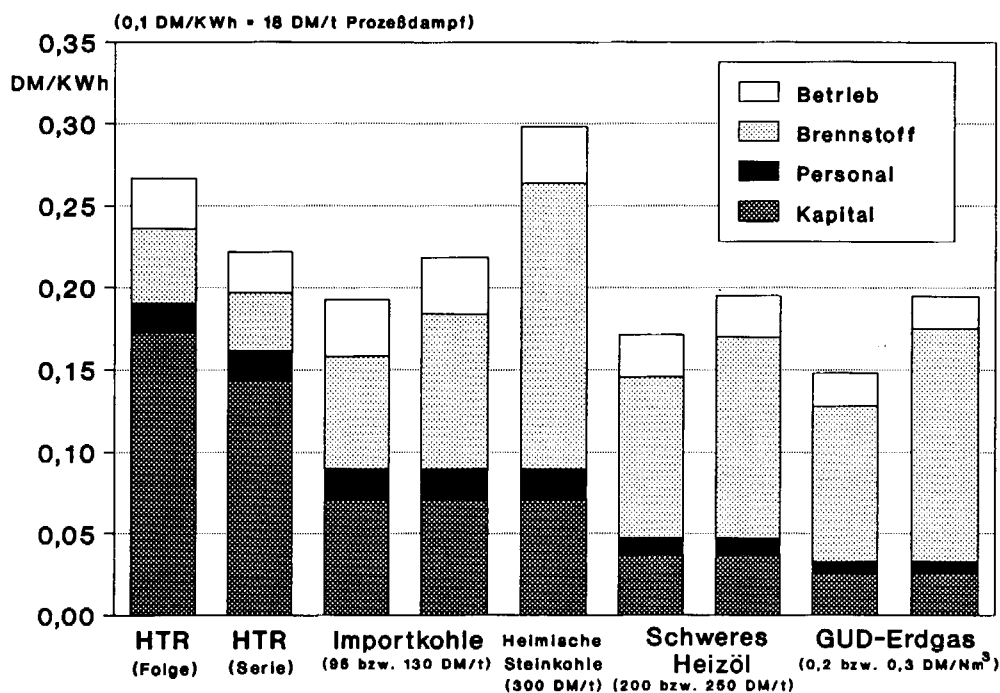


Bild 3.59: Kostenstruktur von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth
 jährliche Kosten im ersten Betriebsjahr,
 Inbetriebnahme 2000, Auslastung 7500 h/a

Die Wirtschaftlichkeitsanalyse zeigt als Gesamtergebnis, daß der hier betrachtete HTR-Modul bei hoher Vollbenutzungsdauer konkurrenzfähig gegenüber den fossil gefeuerten Anlagevarianten ist. Insbesondere unter Ausnutzung der Möglichkeiten einer Serienfertigung bietet die nukleare Prozeßdampf- und Stromerzeugung eine wirtschaftliche Alternative. Der 'break-even'-Punkt einer Serienanlage liegt gegenüber der günstigsten Importkohleanlage (95 DM/t) bei etwa 7000 h/a. In den für den Einsatz des HTR-Modul in Frage kommenden Branchen, wie z.B. der Chemischen Industrie oder der Mineralölverarbeitung, liegt die Vollbenutzungsdauer der in der Grundlast betriebenen energietechnischen Anlagen deutlich oberhalb dieses Wertes.

Mit den zuvorstehenden Ausführungen konnte aufgezeigt werden, daß die Entscheidung für eine Energieerzeugungsanlage bzw. für die Zusammensetzung eines geeigneten Anlagenmixes nach dem Verständnis der Portfolio-Theorie letztenendes nur über die jeweils individuellen Randbedingungen der einzelnen Standorte getroffen werden kann. Diese Bewertung ist durch die hier durchgeführte 'strenge' Wirtschaftlichkeitsrechnung nicht zu leisten. Ein zukünftig interessanter Anlagenmix könnte sich für größere Industrieunternehmen hinsichtlich der Aufteilung in Grundlast, Regel- und Spitzenlast sowie der CO₂-Problematik in einer Kombination von Hochtemperaturreaktoren mit GUD-Kraftwerken ergeben (vgl. auch Bild 3.54).

4. Minderung der CO₂-Emissionen durch den Einsatz nuklearer Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung

Die 'klassischen' Luftschadstoffe aus der Verbrennung fossiler Energieträger wie Schwefeldioxid (SO₂), Stickoxide (NO_x), Kohlenmonoxid (CO), flüchtige Kohlenwasserstoff-Verbindungen (VOC) und Staub wurden seit Anfang der '70er Jahre in mehrfachen Stufen durch Grenzwertsetzungen immer strenger limitiert. Legt man die Prognose zur weiteren energiewirtschaftlichen Entwicklung in der Bundesrepublik Deutschland bis zum Jahre 2010 nach /47/ zugrunde, so wird deutlich, daß die Luftbelastung durch die genannten Schadstoffe dann lediglich noch 20 bis 35 % der Mitte der '80er Jahre vorherrschenden Werte ausmachen wird. Dies gilt nicht für die CO₂-Emissionen. Hierfür läßt sich nach /47/ für die gesamte Bundesrepublik bis zum Jahre 2010 nur ein marginaler Rückgang ermitteln.

Eine Strategie zur Minderung des Kohlendioxidausstoßes kann bei energiebezogenen Maßnahmen, wie Einsparung und Substitution fossiler Energieträger, liegen. Ziel der nachfolgenden Analyse ist es, die Minderung von CO₂-Emissionen durch den Einsatz der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampfversorgung abzuschätzen. Die ermittelten Werte sollen eine quantitative Vorstellung von den hierdurch erzielbaren Größenordnungen aufzeigen, um sie gegenüber anderen Möglichkeiten der CO₂-Minderung einordnen zu können. Aufbauend auf der in Kap. 3.3 durchgeführten Potentialermittlung wird zunächst ein technisches CO₂-Minderungspotential berechnet, das Wirtschaftlichkeitsaspekte sowie Restriktionen hinsichtlich des substituierbaren Brennstoffs, wie z.B. gasförmige Koppelenergieträger in der Eisen-schaffenden Industrie, nicht berücksichtigt. Gegenüber diesem theoretischen Maximalwert wird anschließend ein nukleares CO₂-Minderungspotential berechnet, das über das ermittelte Nukleare Anlagenpotential hergeleitet wird.

Bei der Nutzung fossiler Energieträger entstanden im Jahre 1987 weltweit etwa 22 Mrd t CO₂ /75, 76/. Die Bundesrepublik Deutschland war an diesen Emissionen mit etwa 770 Mio t CO₂ (inkl. nichtenergetischem Verbrauch) beteiligt, dies entsprach einem Anteil von 3,5 %. Mit den in Tab. 4.1 aufgeführten spezifischen CO₂-Emissionsfaktoren sowie der Statistik nach /1/ läßt sich folgender Anteil der einzelnen Endverbraucher in der Bundesrepublik ermitteln: Verkehr 16 %, Haushalte und Kleinverbraucher 40 % sowie Industrie einschließlich Mineralölverarbeitung 31 %.

	kg CO ₂ /kg SKE	kg CO ₂ /GJ
Steinkohle	2,68	91,7
Braunkohle	3,25	111,1
Rohöl	2,28	77,8
Heizöl L	2,28	77,8
Heizöl S	2,44	83,4
Benzin	2,11	72,2
Methanol	2,03	69,5
Erdgas	1,55	52,8
Brennholz	2,93	100
Biogas	3,09	105,6
Äthanol	2,11	72,2

Strom: 0,65 kg CO₂/kWh_{el}

(unter Verwendung des Primärenergieeinsatzes in der Stromversorgung im Jahre 1987)

Tab. 4.1: Spezifische CO₂-Emissionsfaktoren /75/

Im Sektor der Industrie sind deutliche branchenspezifische Schwerpunkte zu erkennen. Bei einer industriellen Gesamtemission von etwa 232 Mio t CO₂ im Jahre 1987 sind entsprechend der Höhe und der Struktur des Endenergieverbrauchs die Eisenschaffende Industrie sowie die Chemische Industrie wesentliche Emittenten. Zusammengenommen verursachen sie über 40 % der industriellen CO₂-Freisetzungen. Es folgen die Branchen der Industrie Steine und Erden, der NE-Metallindustrie sowie der Mineralölverarbeitung, die jeweils etwa zu 6 - 7 % beitragen.

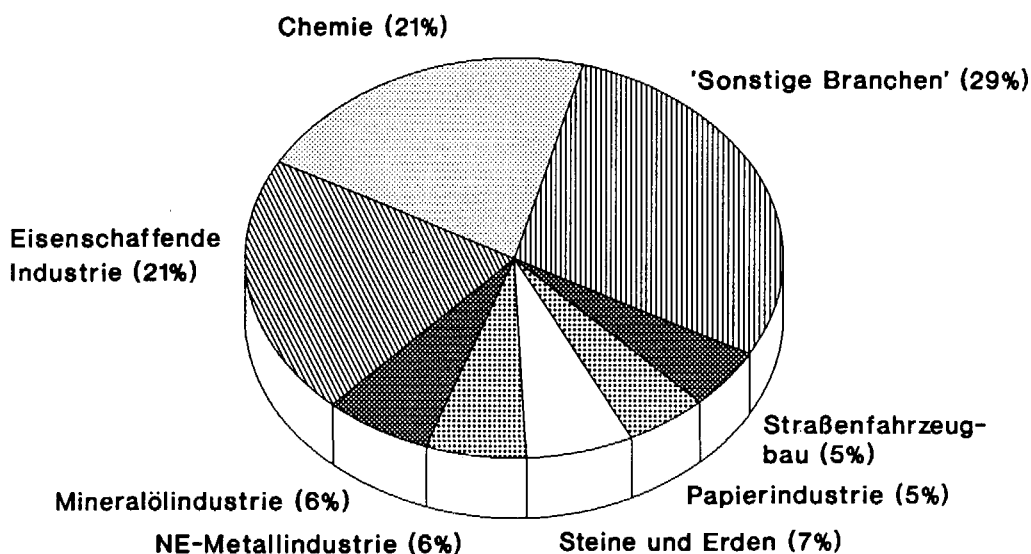


Bild 4.1: Industrielle CO₂-Emissionen nach Wirtschaftsgruppen im Jahre 1987 (232 Mio t CO₂ = 100 %) /1, 75/ und eigene Berechnungen

Im folgenden wird jeweils getrennt für die beiden HTR-Referenzanlagen ein technisches und ein nukleares CO₂-Minderungspotential für das Jahr 2000 ermittelt, so daß insgesamt vier Varianten gerechnet werden. Um die technischen CO₂-Reduktionsmöglichkeiten zu berechnen, wird davon ausgegangen, daß der gesamte für die Jahrhundertwende ermittelte industrielle Prozeßdampfbedarf (Technisches Potential) der einzelnen Branchen von nuklearen Anlagen gedeckt werden kann, sofern der Bedarf über den Mindestschwellen von 100 bzw. 200 t/h liegt. Für die Wirtschaftszweige der Chemie, Papierindustrie, Mineralölverarbeitung und der Eisenschaffenden Industrie wird lediglich unterstellt, daß 10 % des Technischen Potentials aufgrund der dort zur Verbrennung eingesetzten Restprodukte bzw. der Abhitzenutzung den nuklearen Anlagen nicht zugänglich ist.

Die Höhe der jeweils möglichen CO₂-Minderung ist neben der einzusetzenden Anlagenanzahl von deren Auslastung sowie den substituierten Energieträgern abhängig. Wie in Kap. 3.2 näher erläutert, handelt es sich bei dem Technischen Potential um den maximalen Prozeßdampfbedarf der einzelnen Industriestandorte, der sich in vielen Branchen während der Sommermonate deutlich verringert. Im Gegensatz zum Nuklearen Potential ist dies beim Technischen Potential nicht berücksichtigt, so daß hier vereinfachend eine Korrektur in den Annahmen zur durchschnittlichen jährlichen Anlagenauslastung vorgenommen wird. Des weiteren wird bei den Berechnungen ein substituierbarer fossiler Energie-

trägerinsatz unterstellt, der sich an der derzeitigen branchenspezifischen Feuerungsstruktur der Dampfkessel orientiert. Die einzusparenden CO₂-Emissionen werden näherungsweise über die Feuerungswärmeleistung sowie unter Verwendung der in Tab. 4.1 dargestellten spezifischen Emissionsfaktoren ermittelt. Die Ausgangsdaten zur Berechnung des nuklearen CO₂-Minderungspotentials durch den Einsatz der HTR-Referenzanlage ab 2 x 100 MW_{th} sind beispielhaft in Tab. 4.2 dargestellt, die Parameter der anderen betrachteten Varianten sind im Anhang (Tab. A2, A3 und A4) zusammengestellt.

	Nukleares CO ₂ -Minderungspotential im Jahre 2000		Feuerungsstruktur der Dampfkessel im Jahre 1987				unterstellte durchschnittliche Auslastung ¹
	Anzahl der substituierbaren 100 MW _{th} -Anlagen	gesamtes Substitutions- potential ³	Öl ²	Gas ²	Kohle ²	'Sonstige'	
Papierindustrie	8	800 MW _{th}	51 %	16 %	23 %	10 %	7.000 h/a
Chemie	48	4.800 MW _{th}	38 %	30 %	26 %	6 %	8.000 h/a
NE-Metallindustrie	6	600 MW _{th}	15 %	40 %	30 %	15 %	8.000 h/a
Straßenfahrzeugbau	13	1.300 MW _{th}	46 %	18 %	36 %	–	5.000 h/a
Übriger Bergbau	2	200 MW _{th}	21 %	73 %	6 %	–	7.000 h/a
Mineralölverarbeitung	14	1.400 MW _{th}	50 %	30 %	5 %	15 %	8.000 h/a
insgesamt	91	9.100 MW _{th}					

¹ siehe Kommentar im Text
² inklusive Mischfeuerungen
³ vergleichbare Feuerungswärmeleistung (FWL)

Tab. 4.2: Ausgangsdaten zur Berechnung des nuklearen CO₂-Minderungspotentials durch den Einsatz nuklearer Anlagen ab 2 x 100 MW_{th} im Jahre 2000

Die Ergebnisse der Rechnungen sind in Tab. 4.3 im Überblick zusammengefaßt dargestellt. Zum Vergleich werden die für das Jahr 2000 erwarteten CO₂-Emissionen über den prognostizierten industriellen Endenergieverbrauch nach /47/ berechnet. Dementsprechend ist für die gesamte Industrie einschließlich der Mineralölverarbeitung gegenüber dem Referenzjahr 1987 noch ein leichter Anstieg der CO₂-Emissionen zu erwarten.

In Abhängigkeit von der Anlagenleistung und somit von der Anzahl der möglichen Nutzer ergibt sich zur Jahrhundertwende ein technisches CO₂-Minderungspotential in Höhe von 32 bzw. 41 Mio t. Dies entspricht etwa 13 bzw. 17 % der dann erwarteten industriellen CO₂-Emissionen. Ein deutlicher branchenspezifischer Schwerpunkt der erzielbaren Einsparungen liegt bei der Chemischen Industrie. Gegenüber der technischen Minderung, die den theoretischen Maximalwert darstellt, ist das nukleare CO₂-Minderungspotential niedriger. Die entsprechenden Werte liegen zur Jahrhundertwende in einer Größenordnung von etwa 11 bzw. 18 Mio t CO₂. In nachfolgender Tab. 4.3 sind die Ergebnisse für die gesamte Industrie einschließlich der Mineralölverarbeitung ausgewiesen.

Industrielle ¹ CO ₂ -Emissionen		technisches CO ₂ -Minderungspotential im Jahre 2000 durch nukleare Anlagen		nukleares CO ₂ -Minderungspotential im Jahre 2000 durch nukleare Anlagen	
1987	2000 ²	(ab 2 × 100 MW _{th})	(ab 2 × 200 MW _{th})	(ab 2 × 100 MW _{th})	(ab 2 × 200 MW _{th})
232 Mio t CO ₂	238 Mio t CO ₂	41 Mio t CO ₂	32 Mio t CO ₂	18 Mio t CO ₂	11 Mio t CO ₂

¹ inkl. Mineralölverarbeitung

² in Anlehnung an /47/

Tab. 4.3: Industrielle CO₂-Emissionen in den Jahren 1987 und 2000, CO₂-Minderungspotential durch den Einsatz der HTR-Referenzanlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000 /1, 47, 75/ und eigene Berechnungen

Um die zuvorstehend ermittelten Größenordnungen, die zunächst gering erscheinen, angemessen einordnen zu können, seien einige Vergleichszahlen angegeben.

Bei den einzelnen industriellen Wirtschaftszweigen addieren sich Rationalisierungsmaßnahmen im Prozeßwärmebereich sowie branchenübergreifende Maßnahmen bei Licht und Kraft zu einem Reduktionspotential von insgesamt maximal 25 Mio t CO₂/a. Die theoretische Substituierung aller festen und flüssigen industriellen Energieträger durch Erdgas würde ein Reduktionspotential unter 20 Mio t CO₂/a ergeben. Bei diesem Wert ist die Eisenschaffende Industrie aufgrund der Hochofentechnologie in den integrierten Hüttenwerken nicht berücksichtigt. Bis zur Jahrhundertwende wird im Verkehrssektor eine erhebliche Reduzierung der mittleren Flottenverbräuche von Benzin- und Diesel-PKW erwartet⁸. Bei gleichen Fahrleistungen würden somit die CO₂-Emissionen um etwa 10 Mio t CO₂ abgesenkt /76/. Im Haushaltsbereich läßt sich über den Ersatz der zur Zeit verwendeten elektrischen Geräte durch dem Stand der Technik angepaßte Geräte eine signifikante Strom einsparung um über 50 % erzielen /75/. Dies würde gleichzeitig die Kohlendioxidemissionen um rd. 20 Mio t/a senken.

Diese Vergleichszahlen belegen, daß sich durch den Einsatz nuklearer Anlagen zur industriellen Prozeßdampfversorgung eine durchaus vergleichbare Minderung der CO₂-Emissionen erzielen läßt, wie sie auch über eine Reihe anderer Einzelmaßnahmen möglich ist. Die additive Ausschöpfung aller Einzelpotentiale kann zu einer signifikanten CO₂-Reduktion führen. Mit der kombinierten Prozeßdampf- und Fernwärmeversorgung von Ballungsgebieten ist ein weiteres CO₂-Minderungspotential durch den Einsatz von nuklearen Anlagen zu erschließen, da zusätzlich auch kleinere Industrie-standorte versorgt werden können. Hierauf wird in Kap. 5.2 eingegangen.

⁸ Otto-Motor: 9,8 l/100 km (1987); 8,0 l/100 km (2000)
Dieselmotor: 8,0 l/100 km (1987); 6,6 l/100 km (2000)

5. Korrekturen der Potentialermittlung

5.1 Ausweitung der Betrachtung auf kleinere Standorte

Die Ergebnisse der Potentialermittlung haben aufgezeigt, daß die Prozeßdampfversorgung vieler Standorte mit den in der vorliegenden Arbeit betrachteten HTR-Referenzanlagen aufgrund mengenmäßiger Restriktionen nicht möglich ist. Von den insgesamt analysierten über 500 Industrieunternehmen liegen im Zeitraum um die Jahrhundertwende etwa 40 Standorte bei einem Prozeßdampfbedarf zwischen 100 und 200 t/h. Etwa weitere 100 Standorte weisen einen Bedarf zwischen 50 und 100 t/h auf. Die regionalisierte Betrachtung hat zum Ergebnis, daß aufgrund der geographischen Streuung der Standorte in nur wenigen Fällen eine Zusammenlegung des Bedarfs mehrerer Betriebe realisierbar ist, da Dampf über größere Entfernungen nicht wirtschaftlich transportiert werden kann. Des weiteren wirkt sich der in den kleineren Unternehmen überwiegend vorherrschende Zweischicht-Betrieb mit Produktionsunterbrechung am Wochenende ungünstig auf die Fahrweise und den wirtschaftlichen Betrieb nuklearer Anlagen aus.

5.2 Kombinierte Wärmebedarfsdeckung von Verbrauchsschwerpunkten mit Nuklearer Fernenergie

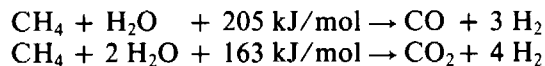
Die zuvorstehenden Ausführungen lassen erkennen, daß es eine Vielzahl von Unternehmen gibt, die ein Technisches Potential zwischen 50 und 200 t/h aufweisen und somit nicht von den betrachteten HTR-Referenzanlagen versorgt werden können. Auch die gleichzeitige Wärmeversorgung von Industriestandorten und angrenzenden Fernwärmenetzen mit Dampf bzw. Heißwasser durch ein Gemeinschaftskraftwerk erscheint nur in Ausnahmefällen möglich, da die Spitzenausnutzung bei der Fernheizung mit dem Spitzenbedarf der Industrie zusammenfällt.

Die regionalisierte Betrachtung in Kap. 3.4.2 führt auf drei räumliche Einsatzschwerpunkte der nuklearen Anlagen. Es handelt sich hierbei überwiegend um Ballungsräume, in denen auch kleinere Industriestandorte liegen und gleichzeitig ein hoher Raumwärmebedarf vorhanden ist. Dementsprechend erscheint es aussichtsreich, Versorgungskonzepte in die Überlegungen einzubeziehen, die zusätzlich auch den Energiebedarf von kleineren Potentialen in solchen Ballungsräumen decken können. Die Nukleare Fernenergie (NFE) ermöglicht es, Primärenergie in zentralen Stationen umzuwandeln, einen Sekundärenergieträger ohne nennenswerte Verluste über große Entfernungen zu transportieren und schließlich an verschiedene Verbraucher wie Industrie, Gewerbe und Haushalte zu verteilen. Hier kann diese Endenergie emissionsfrei genutzt werden. Aufbauend auf den Ergebnissen der Potentialermittlung zur Einzelstandortversorgung wird im folgenden dargestellt, wie der Einsatz von nuklearen Fernenergiesystemen in den ermittelten drei industriellen Energiebedarfsschwerpunkten die bisherigen Ergebnisse korrigieren kann.

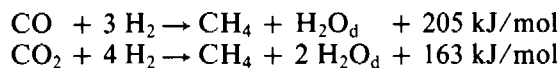
5.2.1 Systembeschreibung

Das Prinzip der Nuklearen Fernenergie beruht auf einem chemischen Kreisprozeß. Am Standort eines Hochtemperaturreaktors wird über den endothermen Prozeß der Methanspaltung die Energie der nuklear erzeugten Wärme chemisch in ein Synthesegas eingebunden. Für den Transport des abgekühlten Gasgemisches bei etwa Umgebungstemperatur kann in vollem Umfang die konventionelle Technik des Ferntransports von Erdgas übernommen werden. Im jeweiligen Versorgungsgebiet wird der Enthalpiegehalt des Kreislaufmediums durch Umkehrung der chemischen Umwandlung wieder auf den ursprünglichen Wert abgesenkt und somit die Reaktionsenthalpie als nutzbare Wärme freigesetzt. Diese Reaktionswärme der sogenannten Methanisierung kann sowohl zur Heizwärme- und Prozeßdampfversorgung als auch zur ortsnahen Stromerzeugung verwendet werden. Das nun wieder in seinem Ausgangszustand vorliegende Kreislaufmedium kann zum HTR zurückgeleitet und erneut in den Kreisprozeß eingespeist werden. Die Reaktionsgleichungen für die 'Hin- und Rückreaktion' des Systems lauten wie folgt:

'Hinreaktion'



'Rückreaktion'



Das NFE-System kann nach verschiedenen Auslegungen betrieben werden. Beim sogenannten 'geschlossenen System' wird das bei der Methanisierung entstehende CH_4 nach Kondensation und Abscheidung des Reaktionswassers zur Schließung des Kreislaufs bis zum Reaktorstandort zurück transportiert. Beim 'offenen System' kann das Methan in bestehende Erdgasversorgungsnetze eingespeist und am jeweiligen Reaktorstandort wieder einem Erdgasleitungssystem entnommen werden. Des weiteren kann das CO-H_2 -Gemisch als Rohstoff für die Chemische Industrie oder als Reduktionsmittel in der Eisenschaffenden Industrie Verwendung finden. Solche substantiell entnommene Anteile der Kreislaufgase müssen nachgespeist werden. Dies kann beispielsweise aus einer Kohlevergasungsanlage erfolgen, man spricht dann von einem 'halboffenen System'. In Bild 5.1 ist das Prinzip der Nuklearen Fernenergie mit Nahwärmeabgabe dargestellt.

In einer umfangreichen Planstudie /81/ wurden die Einsatzmöglichkeiten eines halboffenen Fernenergiesystems im Raum Köln - Frankfurt untersucht. Sowohl hinsichtlich der technischen Realisierbarkeit als auch hinsichtlich der wirtschaftlichen Attraktivität ergaben die damaligen Untersuchungen ein positives Urteil. Für die Systemauslegung war der Einsatz von drei Hochtemperaturreaktoren mit einer thermischen Leistung von je 3000 MW vorgesehen.

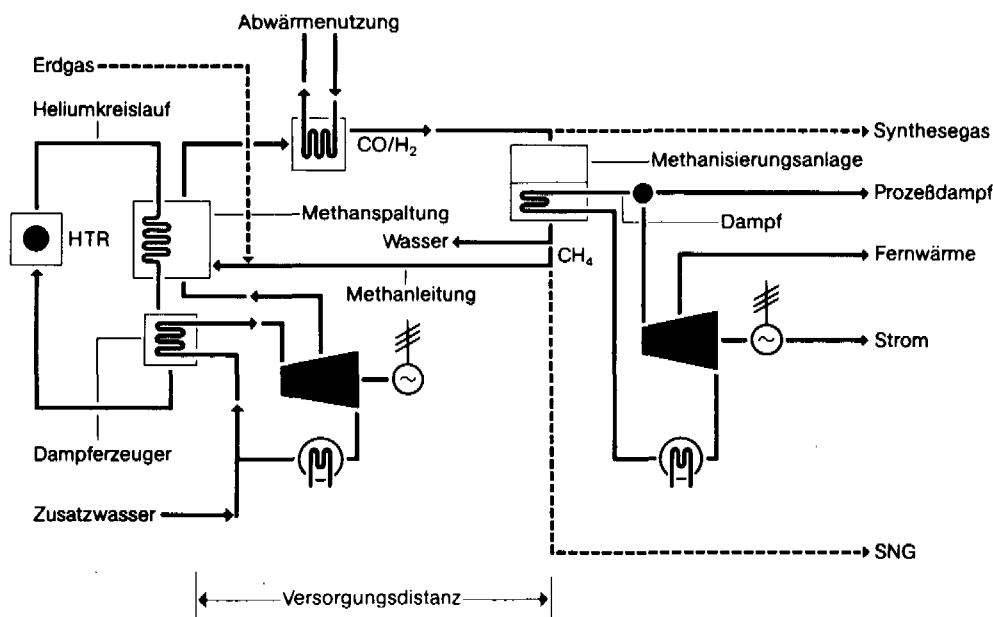


Bild 5.1: Fließschema der nuklearen Fernenergieversorgung bei geschlossenem Kreislauf bzw. bei halboffenem System mit Zufuhr von Erdgas und mit Abgabe von Methan (SNG) und Synthesegas /80/

In der nachfolgenden Untersuchung wird in Anlehnung an /82/ von einer HTR-Einzelanlagenleistung von 170 MW_{th} ausgegangen. Das nukleare System wird als Doppelblockanlage betrieben, ein darüber hinausgehender Leistungsbedarf wird durch modularen Zubau weiterer 170 MW_{th}-Anlagen gedeckt. An den HTR ist ein Röhrenspaltofen (RSO), in dem die Enthalpie des heißen Heliums im oberen Temperaturbereich genutzt wird, gekoppelt. Hier wird das eingebrachte Methan-Wasserdampfgemisch katalytisch in H₂, CO und CO₂ reformiert. Die Aufteilung der Reaktorleistung auf die Fernenergie, Nahwärme- und Stromerzeugung ist von vielen Parametern abhängig. Wichtige Größen zur Steuerung der Energieauskopplung sind: das Molverhältnis der Einsatzgase Methan und Wasserdampf im Röhrenspaltofen, das Temperaturniveau des Heliums bei Wiedereintritt in das Reaktorcore sowie die Heliumtemperatur zwischen Röhrenspaltofen und Dampferzeuger /83/. In dieser Arbeit wird von der in nachfolgender Tab. 5.1 dargestellten technischen Auslegung für die kombinierte Wärmeversorgung ausgegangen.

Reaktorleistung	Energiebereitstellung
170 MW _{th}	40 % Nahwärme 68 MW _{th} (als Hochdruck-Dampf, 165 bar / 360°C)
	40 % Fernenergie 68 MW _{th}

Tab. 5.1: Nahwärme- und Fernenergiebereitstellung bei der Nutzung eines Hochtemperaturreaktors zur nuklearen Fernenergieversorgung in Anlehnung an /82, 84/

Die gleichzeitig bereitgestellte elektrische Nettoleistung ist von untergeordneter Bedeutung und kann beispielsweise zum Antrieb der Kompressoren und Pumpen für die Fernenergie bzw. Fernwärme verwendet werden.

Die Methanisierungsanlagen können auf die jeweiligen Anforderungen der Abnehmer abgestimmt werden. Es besteht die Möglichkeit, die Produkte Hochdruck-Dampf, Niederdruck-Dampf, Heizwasser und Strom in verschiedenen Kombinationen auszukoppeln. Hierbei liefern die Methanisierungsanlagen im Gesamtsystem stets die Grundlastleistung, während 'konventionelle' Kessel die Spitzenleistung des Wärmebedarfs abfahren und zusätzliche Reserveleistung bereitstellen.

5.2.2 Methodisches Vorgehen

Die nachfolgende, wärmebedarfsorientierte Analyse zur kombinierten Prozeßdampf- und Fernwärmeversorgung von Ballungsräumen baut auf den Ergebnissen der Einzelstandortbetrachtung auf. Um die Fernwärme in die Untersuchung mit einzubeziehen, werden in den drei Ballungsräumen die in Tab. 5.2 aufgeführten Städte berücksichtigt. Dies bedeutet, daß der in diesen Gebieten tatsächlich zu versorgende Fernwärmebedarf in der Praxis höher liegen wird.

	Ballungsräume	zur Fernwärmeversorgung berücksichtigte Städte
Raum A	'Düsseldorf – Köln – Bonn'	(Düsseldorf, Neuss, Dormagen, Köln, Leverkusen, Bonn)
Raum B	'Frankfurt – Mannheim – Karlsruhe'	(Frankfurt, Wiesbaden, Mainz, Hanau, Offenbach, Darmstadt, Mannheim, Ludwigshafen, Heidelberg, Karlsruhe)
Raum C	'Ruhrgebiet'	(Krefeld, Duisburg, Oberhausen, Essen, Gelsenkirchen, Bochum, Dortmund)

Tab. 5.2: Zur Fernwärmeversorgung in den untersuchten Ballungsräumen ausgewählte Städte

Bei der hier gewählten Auslegung des NFE-Systems ist ein Standort in Nähe des Nahwärmeabnehmers erforderlich. Es wird dementsprechend standortbezogen geprüft, welche Industrieunternehmen in dem jeweils betrachteten Untersuchungsraum einen Nahwärmebedarf - in diesem Fall Prozeßdampfbedarf - über 140 MWth aufweisen. Da es sich in diesen Fällen um industrielle Großverbraucher handelt, wird unterstellt, daß mit einem NFE-System etwa 70 % des für die einzelnen Standorte zuvor ermittelten Technischen Potentials gedeckt werden kann. Mit der an diesen Standorten dann gleichzeitig bereitgestellten Fernenergie werden nach dem Transport des Synthesegasgemisches zu den jeweiligen verbrauchernahen Methanisierungsanlagen sowohl weitere, unter der Schwelle von 140 MWth liegende Industriestandorte mit Prozeßdampf, als auch Haushalte und Kleinverbraucher mit Heizwärme versorgt. In Anlehnung an /82/ wird aus wirtschaftlichen Gründen von einer Mindestleistung der Methanisierungsanlagen von 20 MWth ausgegangen, so daß nur über diesem Wert liegende Industriestandorte in der Potentialabschätzung Berücksichtigung finden.

Bei der Heizwärmeversorgung wird vereinfachend davon ausgegangen, daß an Stelle der Heizwerke bzw. Heizkraftwerke die Wärme über die Methanisierungsanlagen ausgekoppelt werden kann und die eigentliche Wärmeversorgung auch weiterhin über bestehende Fernwärmenetze mittels dem Wärmeträger Heizwasser zum Endabnehmer stattfindet. Da die einzelnen Fernwärmenetze hinsichtlich ihrer Abnehmerstruktur und Auslastung unterschiedliche charakteristische Kenngrößen aufweisen, wird für den Grundlastanteil unterstellt, daß dieser Wert durchschnittlich bei 30 % der jeweiligen Anschlußleistung liegt /85, 86/. Für die zukünftige Entwicklung der Anschlußleistung vom Referenzjahr 1987 bis zur Jahrhundertwende wird eine jährliche Steigerungsrate von 1,2 % angenommen /47, 87/.

5.2.3 Darstellung der Ergebnisse

Bei der Potentialermittlung zur industriellen Prozeßdampfversorgung wurden für die gesamte Bundesrepublik Deutschland 33 Industriestandorte ermittelt, die für den Einsatz nuklearer Anlagen einen genügend hohen Dampfbedarf aufweisen (vgl. Kap. 3.4). Davon lagen 22 Standorte in den hier betrachteten drei Ballungsräumen.

Mit dem Einsatz von NFE-Systemen reduziert sich die Zahl der erforderlichen verbrauchernahen Industriestandorte in diesen drei Ballungsräumen auf 16. In solch einem Szenario würden etwa 70 Hochtemperaturreaktoren der Leistungsgröße von 170 MWth zunächst den Prozeßdampfbedarf dieser 16 Standorte in der Grundlast decken. Bei dieser Form der Nahwärmeversorgung kämen zusammengesetzte Leistungseinheiten von 2er- bis hin zu 10er-Anlagen zum Einsatz. Mit der durch diese Anlagen jeweils gleichzeitig bereitgestellten Fernenergie könnten zusätzlich über 50 weitere Industriestandorte sowie in diesen Gebieten liegende Fernwärmenetze versorgt werden. Bei den hierzu durchgeführten Modellrechnungen ist zu erkennen, daß der über die Fernenergie zu versorgende Wärmebedarf in zwei der untersuchten Ballungsräumen etwa in der Größenordnung der jeweils ausgekoppelten Fernenergie liegt.

	für Nahwärme-Versorgung geeignete Industriestandorte ¹	erforderliche Anzahl der HTR-Anlagen (je 170 MW _{th})	resultierende Nahwärme-Bereitstellung ³ (MJ/s)	resultierende Fernenergie-Bereitstellung ³ (MJ/s)	über Fernenergie zu versorgender Wärmebedarf ³		
					Industrie ² (MJ/s)	Fernwärme (MJ/s)	insgesamt (MJ/s)
Raum A	6	23	ca. 1 600	ca. 1 600	ca. 770	ca. 730	ca. 1 500
Raum B	5	26	ca. 1 800	ca. 1 800	ca. 720	ca. 1 450	ca. 2 170
Raum C	5	20	ca. 1 400	ca. 1 400	ca. 930	ca. 1 530	ca. 2 460
	16	69					

¹ Standorte mit einem Wärmebedarf über 140 MJ/s (Industrie und Mineralölverarbeitung)
² Standorte mit einem Wärmebedarf zwischen 20 und 140 MJ/s (Industrie und Mineralölverarbeitung)
³ siehe Kommentar im Text

Tab. 5.3: Zusammenfassung der Ergebnisse für die kombinierte Wärmeversorgung von drei Ballungsräumen mit Nuklearer Fernenergie (NFE)

Beim Einsatz von nuklearen Fernenergiesystemen in den hier betrachteten drei Ballungsräumen läßt sich hinsichtlich der Kohlendioxidemissionen ein nukleares CO₂-Minderungspotential in einer Größenordnung von etwa 18 Mio t ermitteln. Vergleichsrechnungen mit den erzielbaren Werten bei der Einzelstandortversorgung haben für die betrachteten drei Ballungsräume zum Ergebnis, daß hier durch die kombinierte Wärmeversorgung mit Nuklearer Fernenergie ein um über 50 % höheres CO₂-Minderungspotential erschlossen werden kann. Die größere Emissionsreduzierung begründet sich darin, daß sowohl der Wärmebedarf von kleineren Industriestandorten als auch von Fernwärmenetzen zusätzlich gedeckt werden kann.

Das NFE-Konzept könnte zukünftig eine interessante Alternative zu den derzeitigen Energieversorgungsstrukturen von Ballungsräumen darstellen und steht in Konkurrenz zur Einzelstandortversorgung mit nuklearen Anlagen. Da der Betrieb solch eines integrierten Versorgungskonzepts insbesondere aufgrund des hohen Investitionsbedarfs nicht das primäre Interesse von Industrieunternehmen sein wird, ist der organisatorische Rahmen eines nuklear erfahrenen Energieversorgungsunternehmens erforderlich.

6. Zusammenfassung der Ergebnisse

In der vorliegenden Arbeit wird das Potential der Kernenergie zur industriellen Prozeßdampfversorgung nach Branchen und Standorten in der Bundesrepublik Deutschland ermittelt. Aufbauend auf diesen Ergebnissen wird der hierdurch mögliche Beitrag zur Minderung der klimarelevanten CO₂-Emissionen dargestellt. Abschließend wird der Einzelstandortbetrachtung ein Versorgungskonzept mit Nuklearer Fernenergie gegenübergestellt.

Im Gegensatz zur leitungsgebundenen Elektrizitäts- und Fernwärmeversorgung wird der industrielle Prozeßdampfbedarf nicht über zusammenhängende, größere Verbundnetze gedeckt. Zur Ermittlung belastbarer Potentialaussagen wird deshalb von standortbezogenen Dampfkesseln sowie Dampf- und Gasturbinenanlagen ausgegangen. Zur Ermittlung der Nettodampfleistung der einzelnen Dampfkessel ist es zunächst erforderlich, den jeweiligen Entnahmedampf zur regenerativen Speisewasservorwärmung im Clausius-Rankine-Prozeß zu berechnen. Hierzu wird über ein EDV gestütztes Rechenmodell in Abhängigkeit von der Dampfkesselbruttogleistung die Vorwärmtemperatur des Speisewassers festgelegt, dementsprechend die Anzahl der Vorwärmstufen gewählt und schließlich individuell die Entnahmedampfmenge zur Vorwärmung der einzelnen Kessel berechnet. Der Dampfeinsatz für die standort-spezifische Kondensations- bzw. Entnahmekondensationsstromerzeugung wird in Abhängigkeit von der jeweils installierten Dampfturbinenleistung berechnet, die Annahmen zur Reservebereitstellung gehen von der jeweils am Standort installierten Dampfkesselanzahl aus. Aus diesen zusätzlichen Überlegungen wird für die einzelnen Industriestandorte individuell der Prozeßdampfbedarf im Referenzjahr 1987 ermittelt.

Daran anschließend wird die Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs bis zum Jahre 2000 abgeschätzt. Hierzu werden neben branchenspezifischen Einzelinformationen auch mit der Dampferzeugung zu korrelierende Größen, wie beispielsweise der Einsatz fossiler Brennstoffe oder die mengenmäßige Produktion, genutzt. Die Betrachtung von Produkten und Produktionsmengen wird gegenüber monetären Bewertungsgrößen, wie z.B. der Bruttowertschöpfung, bevorzugt gewählt, weil der wertmäßige Produktionsanstieg in vielen Fällen nicht starr an den Anstieg der mengenmäßigen Produktion gekoppelt ist. Das Ergebnis dieser Prognose ist, daß mit Ausnahme der Papierindustrie, in der eine Steigerung des Prozeßdampfbedarfs noch möglich erscheint, bei allen anderen untersuchten Branchen mit einer stagnierenden oder leicht rückläufigen Entwicklung des Prozeßdampfbedarfs gerechnet werden muß. Es ist zu erwarten, daß von den insgesamt 500 analysierten Industrieunternehmen etwa 30 Unternehmen zur Jahrhundertwende einen Dampfbedarf für Produktionszwecke von über 200 t/h aufweisen. Weitere 40 Unternehmen werden einen Bedarf in Höhe von 100 bis 200 t/h und etwa 100 Unternehmen zwischen 50 und 100 t/h haben.

Die Ergebnisse werden nach verschiedenen Potentialbegriffen eingeordnet. Die prognostizierte Entwicklung des industriellen Prozeßdampfbedarfs führt auf das sogenannte Technische Potential um die Jahrhundertwende, das für die einzelnen Industriestandorte den maximalen Dampfbedarf für Produktionszwecke darstellt. Da nicht davon auszugehen ist, daß dieses Technische Potential in der Praxis jeweils ausschließlich durch nukleare Anlagen realisiert werden kann, wird unter Verwendung der

Portfolio-Theorie eine Arbeitshypothese für den nuklear zu deckenden Anteil - das Nukleare Potential - definiert. Die Portfolio-Theorie empfiehlt bei Investitionsentscheidungen unter Berücksichtigung von Unsicherheiten eine Diversifikation der Investitionsobjekte. Über die Altersstruktur der installierten Dampfkessel sowie unter Berücksichtigung verschiedener Restriktionen hinsichtlich der substituierbaren Energieträger wird außerdem für den Zeitraum 1996 - 2005 ein Markteinführungspotential für die nukleare Prozeßdampferzeugung ermittelt.

Auf der nuklearen Anlagenseite wird die Hochtemperaturreaktorlinie zugrunde gelegt. Zur Realisierung einer in der Höhe variablen Energiebereitstellung werden zwei HTR-Referenzanlagen mit einer unterschiedlichen Leistung gewählt. Während bei der Auslegung der größeren 200 MWth-Anlage als HTR-Modul auf Angebotsunterlagen der Industrie zurückgegriffen werden kann, wird die Anlagenleistung der kleineren Referenzanlage mit 100 MWth frei gewählt. Beide Anlagen werden insbesondere aus Reservehaltungsgründen als Doppelblockanlagen eingesetzt, ein darüber hinausgehender Leistungsbedarf wird durch modularen Zubau gedeckt. Die unterschiedliche Prozeßdampfabgabe der nuklearen Referenzanlagen stellt die mit den für die einzelnen Industriestandorte ermittelten Potentialen korrespondierende Kenngröße dar. Für den HTR-Modul wird die untere Grenze der Prozeßdampf-abgabe auf 200 t/h, für den kleineren HTR auf 100 t/h festgelegt. Dies führt auf das Nukleare Anlagenpotential zur Jahrhundertwende.

Als Ergebnis der Potentialermittlung ist festzustellen, daß sich mit Übergang auf die kleinere Anlagenleistung die Zahl der potentiellen Nutzer bzw. Standorte verdreifacht. Dies entspricht einer Erhöhung des Nuklearen Anlagenpotentials von 28 Anlagen zu je 200 MWth auf 91 Anlagen zu je 100 MWth. Aufgrund der Höhe des Prozeßdampfbedarfs der einzelnen Unternehmen werden Anlagenleistungen von mehr als 2 x 200 MWth nur an wenigen Industriestandorten, vornehmlich bei der Chemischen Industrie, benötigt. Hinsichtlich der Reservevorhaltung sowie der Deckung des altersbedingten Substitutionsbedarfs dürfte die kleinere Referenzanlage für die industrielle Prozeßdampfversorgung Vorteile aufweisen. Zur Markteinführung ergeben sich für den Zeitraum 1996 - 2005 in Abhängigkeit von der Anlagenleistungsgröße Potentiale von 20 bzw. 58 Anlagen.

Bei der branchenspezifischen Analyse konnte für die nukleare Referenzanlage ab 2 x 200 MWth in der Chemischen Industrie, im Straßenfahrzeugbau sowie in der Mineralölverarbeitung ein Potential ermittelt werden. Der Einsatz der kleineren Anlage ab 2 x 100 MWth erweitert die in Frage kommenden Wirtschaftsgruppen zusätzlich um die Branchen Papierindustrie, NE-Metallerzeugung sowie den Kali- und Steinsalzbergbau. In allen betrachteten Fällen hat die Chemische Industrie, die etwa 50 bzw. 70 % des Potentials repräsentiert, die größte Bedeutung. Die regionalisierte Untersuchung läßt drei räumliche Schwerpunkte für die industrielle Prozeßdampfversorgung mit nuklearen Anlagen erkennen. In diesen Einsatzschwerpunkten (Düsseldorf - Köln, Frankfurt - Karlsruhe, Ruhrgebiet) ist ebenfalls ein hoher Heizwärmebedarf vorhanden.

Ein Wirtschaftlichkeitsvergleich auf Basis einer dynamischen Kostenrechnung zwischen fossil gefeuerten Energieerzeugungsanlagen der Leistungsklasse 400 MWth und dem HTR-Modul zeigt als Gesamtergebnis, daß die nukleare Prozeßdampf- und Stromerzeugung mit einer HTR-Serienanlage bei hoher Auslastung konkurrenzfähig ist. Die Produkterzeugungskosten des Modul liegen ab etwa 7000 h/a

unterhalb denen eines mit Importkohle gefeuerten Kraftwerks. Bei diesem Vergleich wurde ein sehr niedriges Ausgangsniveau für den Importkohlepreis von 95 DM/t Kohle unterstellt. Die zum Einsatz des HTR-Modul in Frage kommenden Branchen, wie z.B. die Chemische Industrie oder die Mineralölverarbeitung, haben eine Vollbenutzungsdauer der in der Grundlast betriebenen energietechnischen Anlagen oberhalb von 7000 h/a. Mit der Wirtschaftlichkeitsanalyse wird ebenfalls aufgezeigt, daß die Entscheidung für eine Energieerzeugungsanlage bzw. für die Zusammensetzung eines geeigneten Anlagenmixes nach dem Verständnis der Portfolio-Theorie letztendlich nur über die jeweils individuellen Randbedingungen der einzelnen Standorte getroffen werden kann.

Um die Jahrhundertwende ist im industriellen Verbrauchssektor mit einer CO₂-Emission in Höhe von etwa 240 Mio t/a zu rechnen. Die Möglichkeit zur CO₂-Minderung durch Realisierung der ermittelten nuklearen Potentiale zeigt, daß in Abhängigkeit von der Anlagenleistung Reduktionen in einer Größenordnung von etwa 11 bis 18 Mio t CO₂/a zu erzielen sind. Diese Werte belegen, daß sich mit der nuklearen Prozeßdampfversorgung eine durchaus vergleichbare CO₂-Minderung erreichen läßt, wie sie auch über eine Reihe anderer Einzelmaßnahmen möglich ist. Die einzelnen Reduktionsmöglichkeiten können additiv zu einer signifikanten CO₂-Minderung beitragen.

Die in dieser Arbeit vorgenommene Einzelstandortbetrachtung konkurriert in Bezug auf die ermittelten Energiebedarfsschwerpunkte konzeptionell mit einer kombinierten Wärmebedarfsdeckung durch Nukleare Fernenergie. Dieses integrierte Versorgungskonzept ermöglicht es, bei einem reduzierten Standortbedarf deutlich mehr Industrieunternehmen mit Prozeßdampf zu versorgen, da auch der Wärmebedarf kleinerer Standorte durch das Verbundnetz abgedeckt werden kann. Des weiteren kann in diesen Gebieten zusätzlich die Grundlastversorgung bestehender Fernwärmenetze übernommen werden. Für ein übergreifendes Energieversorgungssystem mit Nuklearer Fernenergie ist aber insbesondere unter dem Gesichtspunkt des hohen Investitionsbedarfs bei den einzelnen Industrieunternehmen ein geringes Realisierungsvermögen zu erwarten. Eine Markteinführung erfordert deshalb den organisatorischen Rahmen eines nuklear erfahrenen Energieversorgungsunternehmens.

Anhang

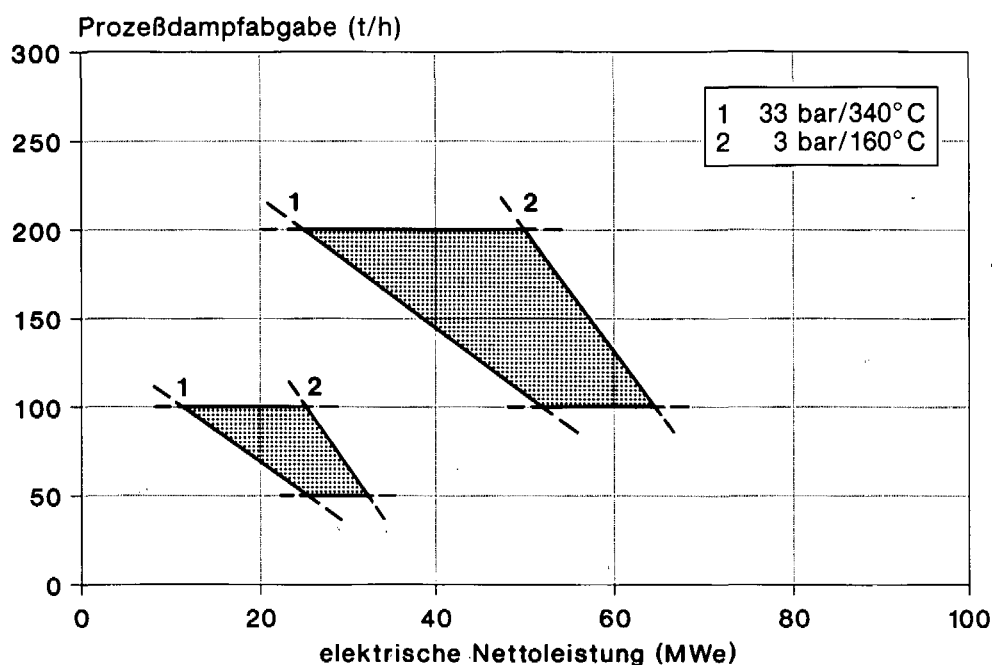


Bild A1: Elektrische Leistung in Abhängigkeit von der Prozeßdampfabgabe für die HTR-Referenzanlagen (100 MWth, 200 MWth), in Anlehnung an /26, 70/

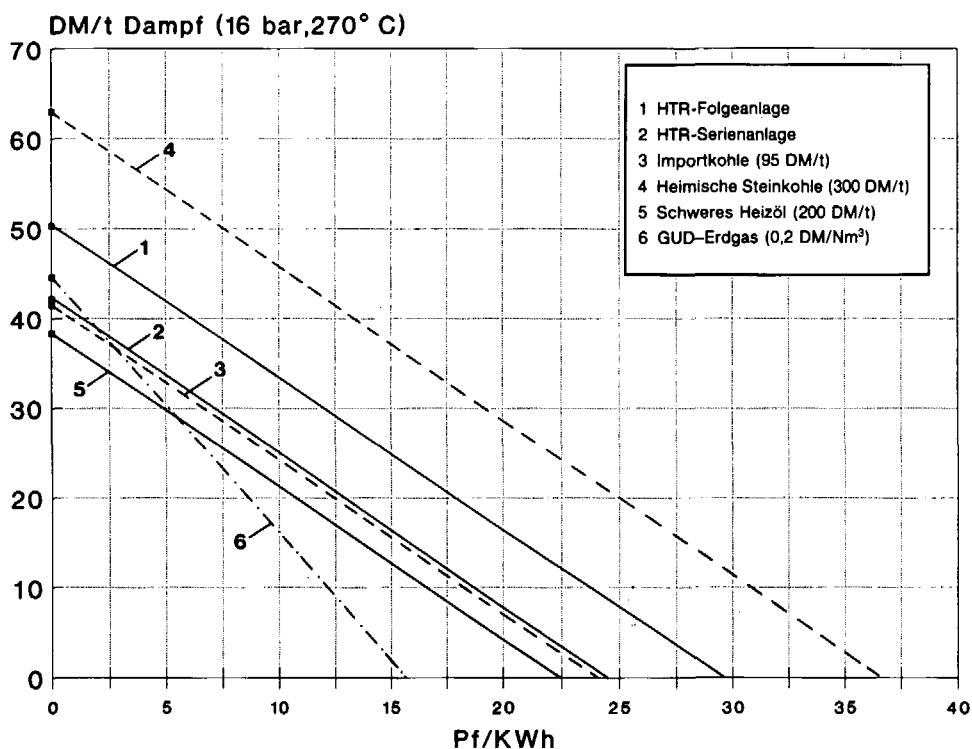


Bild A2: Kostendreieck zur Prozeßdampf- und Stromerzeugung von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth
mittlere reale Kosten im Geldwert 1989, Inbetriebnahme 2000, Auslastung 7500 h/a

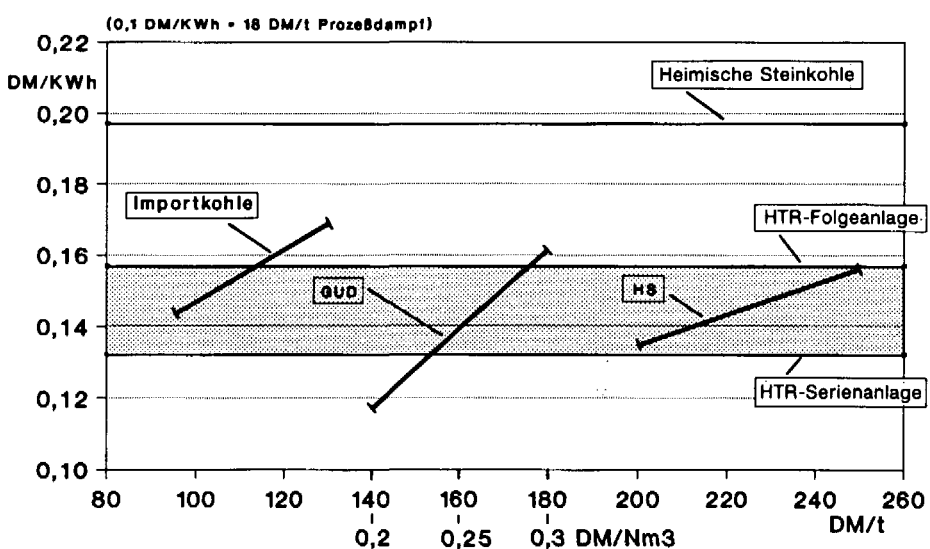
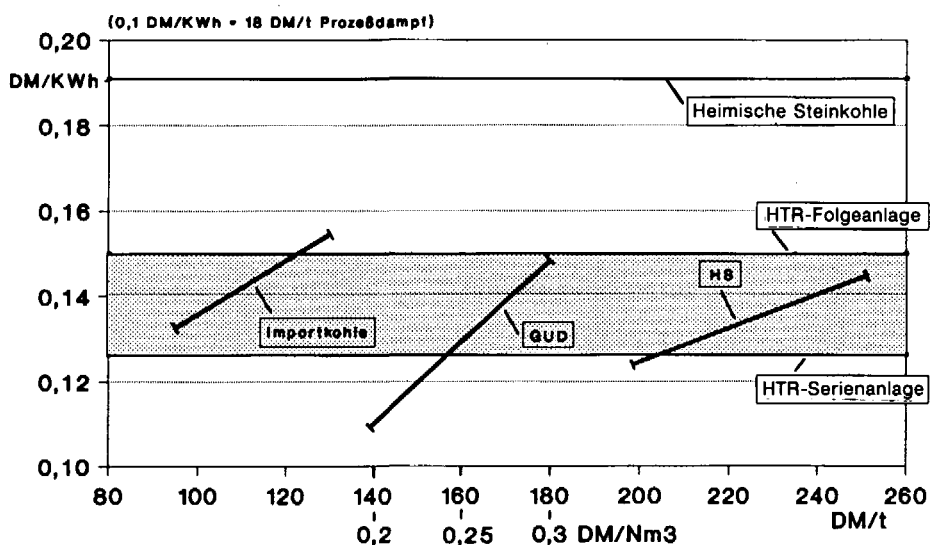
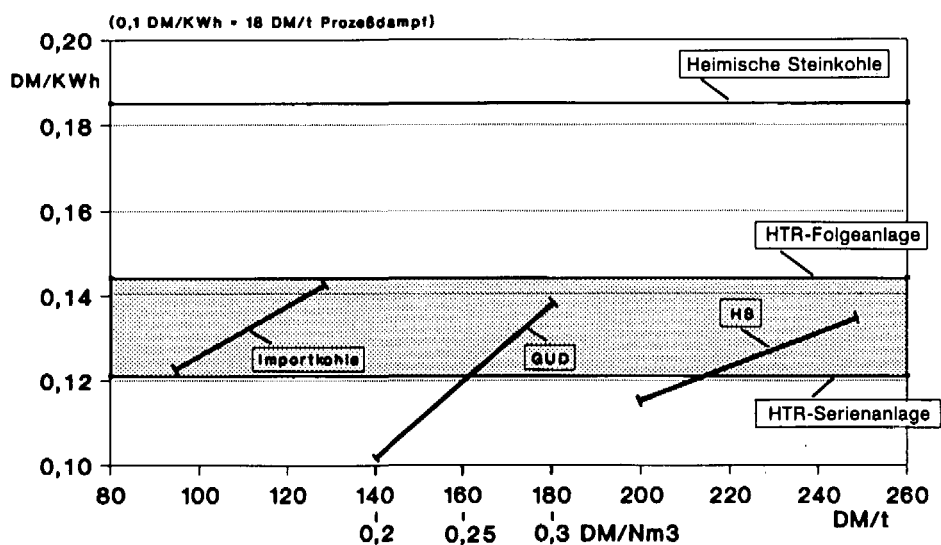


Bild A3: Produkterzeugungskosten für Prozeßdampf und Strom von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth für eine Inbetriebnahme in den Jahren 2000, 2005, 2010
mittlere reale Kosten im Geldwert 1989, Auslastung 7500 h/a

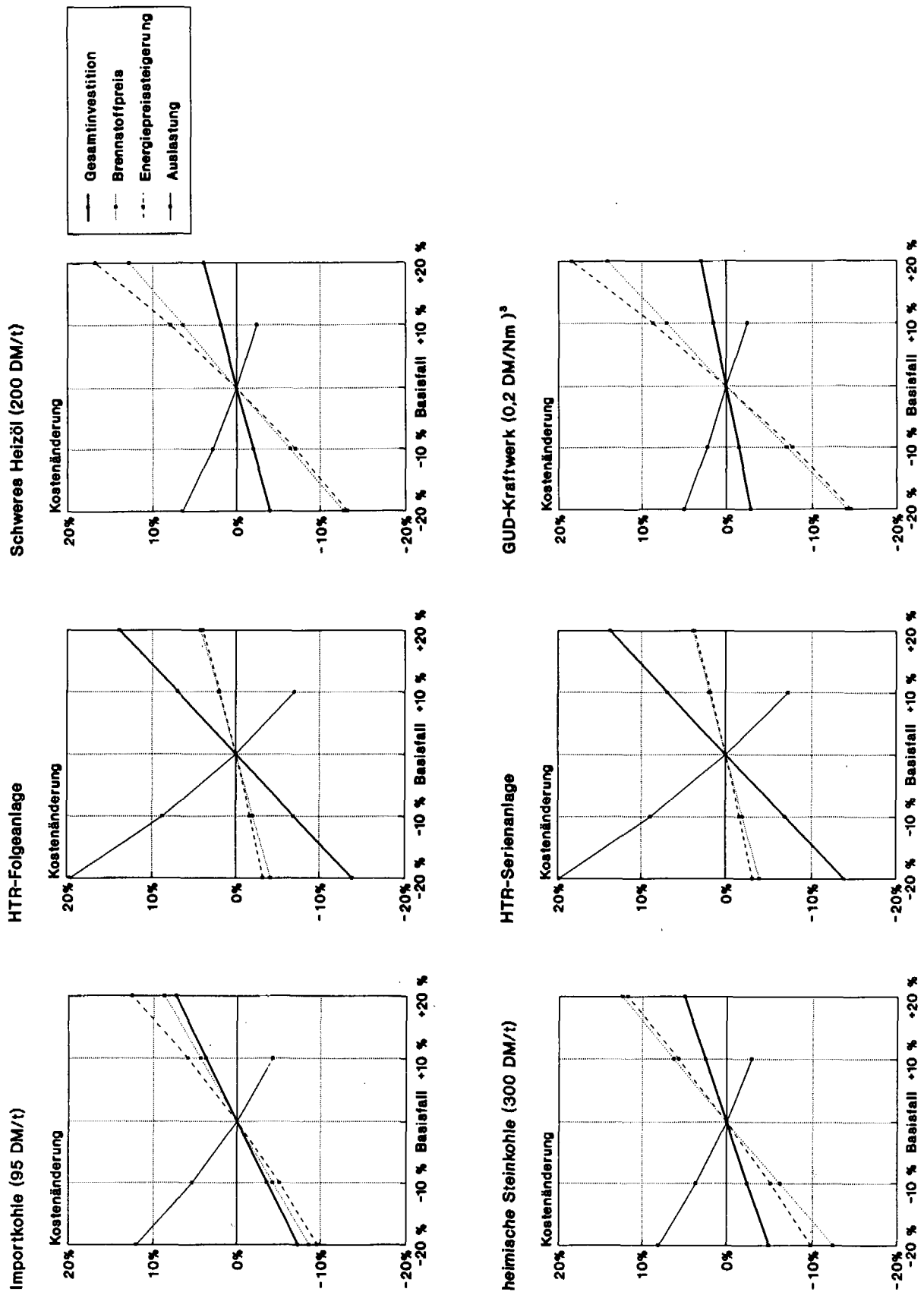


Bild A4: Sensitivitätsrechnungen zu Produkterzeugungskosten von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth

mittlere reale Kosten im Geldwert 1989, Inbetriebnahme 2000, Auslastung 7500 h/a

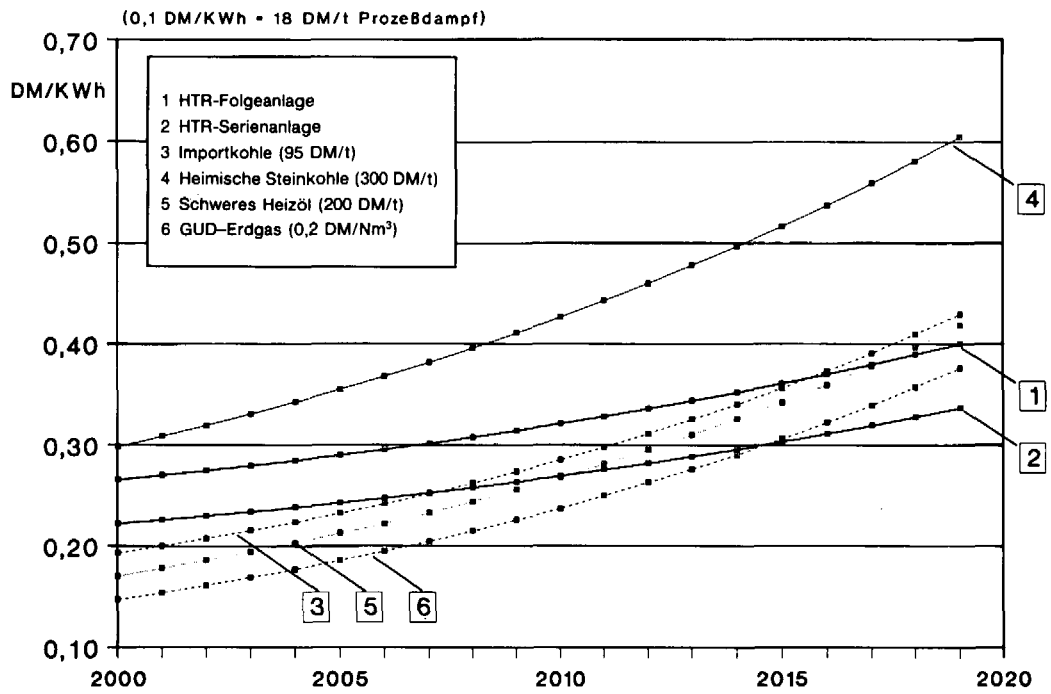


Bild A5: Jährliche Kosten von Energieerzeugungsanlagen im Leistungsbereich von 400 MWth vom ersten Betriebsjahr bis zur kalkulatorischen Lebensdauer

Inbetriebnahme 2000, Auslastung 7500 h/a

Wirtschaftsgruppe	Sypro Nr.	Branchenstrom- kennzahl (MW _e /MW _{th})
Zellstoff-, Papier- und Pappeindustrie	[55]	0,27
Chemische Industrie	[40]	0,24
Eisenschaffende Industrie	[27]	0,09
NE-Metallerzeugung	[28]	0,85
Gummiverarbeitung	[59]	0,32
Straßenfahrzeugbau	[33]	0,40
Zuckerindustrie	[6821]	0,16
Brauereien	[6871]	0,16
Kali- und Steinsalzbergbau	[2150]	0,08
Mineralölverarbeitung (Raffinerien, Petrochemie)	[22]	0,15

Tab. A1: Branchenstromkennzahlen für ausgewählte Wirtschaftsgruppen und -zweige /88/

	Technisches CO ₂ -Minderungspotential im Jahre 2000		Feuerungsstruktur der Dampfkessel im Jahre 1987				unterstellte durchschnittliche Auslastung ¹
	Anzahl der substituierbaren 100 MW _{th} -Anlagen	gesamtes Substitutions- potential ³	Öl ²	Gas ²	Kohle ²	'Sonstige'	
Papierindustrie	23	2.300 MW _{th}	51 %	16 %	23 %	10 %	6.000 h/a
Chemie	102	10.200 MW _{th}	38 %	30 %	26 %	6 %	7.000 h/a
NE-Metallindustrie	9	900 MW _{th}	15 %	40 %	30 %	15 %	7.000 h/a
Straßenfahrzeugbau	33	3.300 MW _{th}	46 %	18 %	36 %	—	3.500 h/a
Übriger Bergbau	5	500 MW _{th}	21 %	73 %	6 %	—	6.000 h/a
Mineralölverarbeitung	33	3.300 MW _{th}	50 %	30 %	5 %	15 %	7.000 h/a
Eisenschaffende Industrie	26	2.600 MW _{th}	8 %	58 %	15 %	19 %	7.000 h/a
Zuckerindustrie	8	800 MW _{th}	70 %	12 %	17 %	1 %	2.500 h/a
insgesamt	239	23.900 MW _{th}					

¹ siehe Kommentar im Text

² inklusive Mischfeuerungen

³ vergleichbare Feuerungswärmeleistung (FWL)

Tab. A2: Ausgangsdaten zur Berechnung des technischen CO₂-Minderungspotentials durch den Einsatz nuklearer Anlagen ab 2 x 100 MW_{th} zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

	Technisches CO ₂ -Minderungspotential im Jahr 2000		Feuerungsstruktur der Dampfkessel im Jahre 1987				unterstellte durchschnittliche Auslastung ¹
	Anzahl der substituierbaren 200 MW _{th} -Anlagen	gesamtes Substitutions- potential ³	Öl ²	Gas ²	Kohle ²	'Sonstige'	
Papierindustrie	8	1.600 MW _{th}	51 %	16 %	23 %	10 %	6.000 h/a
Chemie	43	8.600 MW _{th}	38 %	30 %	26 %	6 %	7.000 h/a
NE-Metallindustrie	6	1.200 MW _{th}	15 %	40 %	30 %	15 %	7.000 h/a
Straßenfahrzeugbau	8	1.600 MW _{th}	46 %	18 %	36 %	–	3.500 h/a
Übriger Bergbau	2	400 MW _{th}	21 %	73 %	6 %	–	6.000 h/a
Mineralölverarbeitung	10	2.000 MW _{th}	50 %	30 %	5 %	15 %	7.000 h/a
Eisenschaffende Industrie	11	2.200 MW _{th}	8 %	58 %	15 %	19 %	7.000 h/a
Zuckerindustrie	–	–	70 %	12 %	17 %	1 %	2.500 h/a
insgesamt	88	17.600 MW _{th}					

¹ siehe Kommentar im Text

² inklusive Mischfeuerungen

³ vergleichbare Feuerungswärmeleistung (FWL)

Tab. A3: Ausgangsdaten zur Berechnung des technischen CO₂-Minderungspotentials durch den Einsatz nuklearer Anlagen ab 2 x 200 MW_{th} zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

	Nukleares CO ₂ -Minderungspotential im Jahre 2000		Feuerungsstruktur der Dampfkessel im Jahre 1987				unterstellte durchschnittliche Auslastung ¹
	Anzahl der substituierbaren 200 MW _{th} -Anlagen	gesamtes Substitutions- potential ³	Öl ²	Gas ²	Kohle ²	'Sonstige'	
Papierindustrie	–	–	51 %	16 %	23 %	10 %	7.000 h/a
Chemie	19	3.800 MW _{th}	38 %	30 %	26 %	6 %	8.000 h/a
NE-Metallindustrie	–	–	15 %	40 %	30 %	15 %	8.000 h/a
Straßenfahrzeugbau	5	1.000 MW _{th}	46 %	18 %	36 %	–	5.000 h/a
Übriger Bergbau	–	–	21 %	73 %	6 %	–	7.000 h/a
Mineralölverarbeitung	4	800 MW _{th}	50 %	30 %	5 %	15 %	8.000 h/a
insgesamt	28	5.600 MW _{th}					

¹ siehe Kommentar im Text

² inklusive Mischfeuerungen

³ vergleichbare Feuerungswärmeleistung (FWL)

Tab. A4: Ausgangsdaten zur Berechnung des nuklearen CO₂-Minderungspotentials durch den Einsatz nuklearer Anlagen ab 2 x 200 MW_{th} zur industriellen Prozeßdampfversorgung im Jahre 2000

Literaturverzeichnis

- /1/ **Arbeitsgemeinschaft Energiebilanzen**
Energiebilanzen für die Bundesrepublik Deutschland
Düsseldorf, versch. Jg.

- /2/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Beschäftigung, Umsatz und Energieversorgung der Unternehmen und Betriebe
im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 4.1.1
Wiesbaden, versch. Jg.

- /3/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Stromerzeugungsanlagen der Betriebe im Bergbau und im Verarbeitenden Gewerbe,
Reihe 6.4; Wiesbaden, versch. Jg.

- /4/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Statistisches Jahrbuch für die Bundesrepublik Deutschland;
Wiesbaden, versch. Jg.

- /5/ **A. Gebhardt**
Auswirkungen von Energiepreiserhöhungen auf die Wettbewerbsfähigkeit
energieintensiver Produktionen der deutschen Industrie
ifo-Bericht 25, 1983

- /6/ **Verband Deutscher Papierfabriken e.V. (Hrsg.):**
Leistungsbericht
Bonn, versch. Jg.

- /7/ **Deutsches Institut für Wirtschaftsforschung (DIW),**
Energiewirtschaftliches Institut an der Universität Köln (EWI),
Rheinisch Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI):
Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland.
Eine Disaggregation nach Sektoren, Energieträgern und Verwendungszwecken;
Köln, 1986

- /8/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Volkswirtschaftliche Gesamtrechnungen, Fachserie 18, Reihe 1
Wiesbaden, versch. Jg.

- /9/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Eisen und Stahl, Fachserie 4, Reihe 8.1
Wiesbaden, versch. Jg.

- /10/ **Wirtschaftsverband der Kautschukindustrie e.V., WdK, (Hrsg.):**
Die Kautschukindustrie;
versch. Jg.

- /11/ **Verband Chemischer Industrie, VCI, (Hrsg.):**
Chemiewirtschaft in Zahlen;
Frankfurt, versch. Jg.

- /12/ **Mineralölwirtschaftsverband e.V., MWV, (Hrsg.):**
Hamburg, versch. Jahresberichte

- /13/ **Statistisches Bundesamt (Hrsg.):**
Indizes der Produktion und der Arbeitsproduktivität,
Produktion ausgewählter Erzeugnisse im Produzierenden Gewerbe, Fachserie 4, Reihe 2.1
Produktion im Produzierenden Gewerbe des In- und Auslandes, Fachserie 4, Reihe 3.1
Wiesbaden, versch. Jg.

- /14/ **British Petroleum, BP, (Hrsg.):**
Statistical Review of World Energy
London, versch. Jg.

- /15/ **J.-R. Frisch**
Global Energy Perspectives 2000 - 2020
14th World Energy Conference, Working Group 4, No. 4.1
Montreal, Canada 1989

- /16/ **Vereinigung Industrielle Kraftwirtschaft, VIK, (Hrsg.):**
Statistik der Energiewirtschaft
Essen, versch. Jg.

- /17/ **Deutsches Atomforum (Hrsg.):**
Jahrbuch der Atomwirtschaft
Düsseldorf, versch. Jg.

- /18/ **W. Kröger**
Verbrauchernahe Kernkraftwerke aus sicherheitstechnischer Sicht
KFA Jülich GmbH, Jül-2103, November 1986

- /19/ **International Atomic Energy Agency, IAEA (Hrsg.):**
Small and Medium Power Reactors 1987
IAEA-TECDOC-445
Vienna, 1987

- /20/ M. Schad
Projektstudie HTR-Prozeßwärme-Einkopplung, Teil 1
Nutzung der Prozeßwärme des HTR in der chemischen und verwandten Industrie,
Lurgi GmbH, Frankfurt am Main, Dezember 1988
- /21/ J. Mühlensiep
Hochtemperaturreaktor zur Erzeugung von Niedertemperaturwärme
KFA Jülich GmbH, Jül-2105, Dezember 1986
- /22/ International Workshop on Safety of Nuclear Installations
of the Next Generation and Beyond,
Chicago, August 28-31, 1989
- /23/ H. Sommer, B. Ribbat
GHR 10 MW: The Technical Concept of the Gas-Cooled Heating Reactor
1st International Seminar, Small and Medium Sized Nuclear Reactors
Laussane, Switzerland, August 1987
- /24/ Siemens / Interatom
Hochtemperatur-Modul-Kraftwerksanlage
Kurzbeschreibung, Nov. 1988
- /25/ W. Jäger; W. Steinwarz
Hochtemperatur-Modul-Reaktor
Eine Wärmequelle für die Chemische Industrie
Chemie-Anlagen und Verfahren, Dezember 1984
- /26/ BBC/HRB Mannheim, Dr. König
persönliche Mitteilung, Dez. 1987
- /27/ Endenergieverbrauch in der Bundesrepublik Deutschland
nach Anwendungsbereichen im Jahre 1987
Elektrizitätswirtschaft Jg. 88 (1989), Heft 5
- /28/ H.J. Wagner, W. Fröhling, Th. Jobsky, D. Martinsen, R. Patzak
Studienprogramm für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz
der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages
Studienschwerpunkt A.4.2
'Abschätzung der technischen und wirtschaftlichen Potentiale des Beitrags zur
Energieversorgung und zur Minderung klimarelevanter Spurengase durch die
Kernenergie in der Bundesrepublik Deutschland'
Oktober 1989

- /29/ KFA Jülich GmbH
 Programmgruppe Systemforschung und Technologische Entwicklung (STE)
 Datenbank zur technischen Auslegung von industriellen Dampfkesseln,
 Dampfturbinen und Gasturbinen, 1987
- /30/ Th. Bohn, U. Hansen, D. Kestner
 Fossil Beheizte Kraftwerke
 Lehrstuhl für Energie- und Kraftwerkstechnik Universität Essen-GHS
 Vorlesung SS 1981
- /31/ F. Hutter, D. Thinius, K.- H. Suttor
 Elektrisches Potential und Wirtschaftlichkeit der gekoppelten
 Kraft- und Wärmewirtschaft in Industrie und Gewerbe
 Resch-Verlag, Gräflingen 1984
- /32/ U. Hansen
 Kernenergie und Wirtschaftlichkeit
 Köln, 1983
- /33/ K.H. Dunst
 Portfolio-Management; Konzeptionen für die strategische Unternehmensplanung
 deGruyter-Verlag, Berlin, 2. Aufl., 1983
- /34/ H.M. Markowitz
 Portfolio-Selection; Efficient Diversification of Investments
 New York, Mai 1956
- /35/ P. Bos, D. Borja
 Modular High Temperature Gas-Cooled Reactor Commercialization
 an Integrated Portfolio Approach
 Polydyne, Inc. and Associates San Mateo, California
 November 1986
- /36/ Chemische Werke Hüls, CWH, Marl
 Dr. Schneider, Dr. König
 persönliche Mitteilung, 1987 und 1988
- /37/ VEBA Kraftwerke Ruhr AG, Gelsenkirchen
 Dr. Hourfar
 persönliche Mitteilung, Okt. 1989

- /38/ **P. Brügel**
Fichtner Beratende Ingenieure, Stuttgart
Perspektiven der Energieversorgung
Möglichkeiten der Umstrukturierung der Energieversorgung Baden-Württembergs
unter besonderer Berücksichtigung der Stromversorgung
Materialienband IV
November 1987
- /39/ **13. Verordnung zur Durchführung des Bundes-Immissionsschutzgesetzes**
(Verordnung über Großfeuerungsanlagen - 13 BImSchV) vom 22. Juni 1983
(BGBL I 1983)
- /40/ **Erste Allgemeine Verwaltungsvorschrift zum Bundes-Immissionsschutzgesetz**
(Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft - TA Luft)
vom 27. Februar 1986, GMBL 1986
- /41/ **Gesellschaft für Energiesystemtechnik mbH, EST:**
Untersuchung des Marktes für Heizwärme und Kraft in der
Bundesrepublik Deutschland für den Einsatz des HTR
Förderkennzeichen 03 EST 3010
Essen, März 1988
- /42/ **K. Uebbing**
Entwicklung und Bedeutung der Energieauswertung von Zahlenmaterial
verschiedener Werke
Wochenblatt für Papierfabrikation, Heft 1, 1979
- /43/ **G. Angerer, W. Maier et al.**
Rationelle Energieverwendung durch neue Technologien;
Studie im Auftrag des Bundesministeriums für Wirtschaft, 2 Bände
Köln 1986
- /44/ **Deutsche Bank**
Papierindustrie auf EG-Kurs
Börsenbild und Anlagespiegel, 8/88
- /45/ **Th. Jobsky, M. Pohlmann**
Der industrielle Strombedarf im Jahre 2000
Eine Analyse und Prognose des Strombedarfes in den einzelnen
Wirtschaftszweigen des Verarbeitenden Gewerbes (inkl. Übriger Bergbau)
KFA Jülich GmbH, Jül-Spez-398, Mai 1987

- /46/ **PROGNOS AG (Hrsg.):**
Energieprognose - Die Entwicklung des Energieverbrauchs in der
Bundesrepublik Deutschland und seine Deckung bis zum Jahre 2000
Horst Poller Verlag, Stuttgart 1984
- /47/ **K.P. Masuhr, PROGNOS AG**
Die energiewirtschaftliche Entwicklung in der Bundesrepublik
Deutschland bis zum Jahr 2010, Kurzfassung
Basel, Oktober 1989
- /48/ **W. Steinwarz**
HTR-Modul - eine vielseitige nukleare Energiequelle
Zeitschrift VDF, 56 Jg., März 1989
- /49/ **Studienprogramm für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz**
der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages
Studienkomplex A 1.1
Energieträger- und Emissionsmatrix
erstellt von: Lehrstuhl für Energiewirtschaft und Kraftwerkstechnik, TU München
Oktober 1989
- /50/ **W. König**
Sinnvoller Energieeinsatz in der Chemischen Industrie
VIK-Mitteilungen Nr. 4, 1980
- /51/ **O. Landhäußer**
Energieeinsparung in einem Industriebetrieb
VGB-Kongreß 'Kraftwerke 1982'
- /52/ **H. Günther**
Konsequenzen von Energieeinsparungen für die Struktur
eines großen Industrienetzes
Elektrotechnische Zeitschrift, etz, Bd. 104, Heft 13, 1983
- /53/ **H.-B. Amecke**
Chemiewirtschaft im Überblick - Produkte, Märkte, Strukturen
VCH Verlagsgesellschaft mbH, 1987
- /54/ **H. Schaefer**
Untersuchung der Möglichkeiten zur rationellen Energieanwendung
- Abwärmenutzung in Brauereien -, Studienauftrag Nr. 388-78-7 EED
Forschungsstelle für Energiewirtschaft, FfE
München, September 1980

- /55/ A. Schneider, D. Zelgert
Die Energiesituation der Chemischen Industrie und bei HÜls
Der Lichtbogen - 1980
- /56/ A. Schneider
Die Versorgung eines Chemiebetriebes mit Energie
Chemie-Technik, 9. Jahrgang, 1980, Nr. 3
- /57/ H. Körner
Optimaler Energieeinsatz in der Chemischen Industrie
Chem.-Ing.-Tech. 60 (1988), Nr. 7
- /58/ Wirtschaftsvereinigung Eisen- und Stahlindustrie (Hrsg.):
Statistisches Jahrbuch der Eisen- und Stahlindustrie;
Düsseldorf, versch. Jg.
- /59/ F. Gestermann, J. Schulte
Prozeßdampf und Strombereitstellung für die chemische Industrie
Jahrestagung Kerntechnik 1989
Düsseldorf, Mai 1989
- /60/ L. von Bogdandy, J.A. Innes,
Neuartige Verbundsysteme für Stahl, Chemie und Stromerzeugung auf Kohlebasis
Stahl und Eisen, Oktober 1984, Nr. 20
- /61/ H. Barnert
Der Verbund von Kohle, Stahl und Kernenergie
KFA Jülich GmbH, Jül-2085, September 1986
- /62/ Rheinisch-Westfälisches Institut für Wirtschaftsforschung (RWI):
Qualitative und quantitative Abschätzung der kurz- und langfristigen
Wirkungen eines Verzichts auf Kernenergie;
Gutachten im Auftrag des Bundesministers für Wirtschaft;
Essen, 1986
- /63/ Umweltbundesamt, UBA
Auswertung der Gutachten zum Ausstieg aus der Kernenergie
internes Papier des Umweltbundesamtes; II 1.3-70511/15;
Berlin 1986

- /64/ **Bundesverband Ernährung**
Herr Lingental, persönliche Mitteilung
Bonn, 1986

- /65/ **Die Möglichkeiten der Produktdifferenzierung sind begrenzt;**
in: VDI-Nachrichten Nr. 6, Februar 1987

- /66/ **Verband der Automobilindustrie e.V., VDA (Hrsg.):**
Frankfurt, versch. Jahresberichte

- /67/ **Bundesministerium für Forschung und Technologie, BMFT (Hrsg.):**
Integrierte Energieversorgung und externe Abwärmeverwertung in Brauereien
Forschungsbericht T 83-244
Dezember 1983

- /68/ **o.V.:**
Reinheitsgebot - Es war einmal ...
in: Wirtschaftswoche, Nr. 20, 40 Jg., 1986, S. 38 - 46

- /69/ **Studienprogramm für die Enquete-Kommission Vorsorge zum Schutz**
der Erdatmosphäre des Deutschen Bundestages
Gemeinsames Analyseraster, Version 2.0
Stuttgart, Juli 1987

- /70/ **interne Arbeitsunterlagen**
der Fa. INNOTECH, Gesellschaft für Spitzentechnologien
und Technologietransfer mbH & Co. Energietechnik KG,
Essen, 1987

- /71/ **Hochtemperaturreaktorbau GmbH, HRB**
Grundlagen zur Wirtschaftlichkeitsrechnung
Mannheim, Dezember 1986

- /72/ **R. Buda**
Zur Konzeption eines werkstattgefertigten HTR-Kleinreaktors
in unterirdischer Silobauweise
KFA Jülich GmbH, Jül-2039, Januar 1986

- /73/ **International Atomic Energy Agency, IAEA (Hrsg.):**
Scaling Factors of SMPR
Results of a Technical Committee Meeting
Vienna, September 1984

- /74/ Bundesministerium für Wirtschaft, BMWi, Bonn (Hrsg.):
Daten zur Entwicklung der Energiewirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland im Jahre 1988
- /75/ H.-J. Wagner, G. Kolb
CO₂-Minderung durch rationelle Energieverwendung
Eine Abschätzung denkbarer Potentiale für die Bundesrepublik Deutschland
Energiewirtschaftliche Tagesfragen, Heft 8, 1989
- /76/ G. Kolb, G. Eickhoff, M. Kleemann, N. Krzikalla, M. Pohlmann, H.J. Wagner
CO₂-Reduction Potential Through Rational Energy Utilization and Use of
Renewable Energy Sources in the Federal Republic of Germany
KFA Jülich GmbH, Jül-Spez-502, May 1989
- /77/ Mineralölwirtschaftsverband e.V., MWV (Hrsg.):
MWV - Ölprognose 2000
Hamburg, Mai 1989
- /78/ Braun, Ch.
Economics of Small Reactors
presented at the American Nuclear Society Annual Meeting
New Orleans, Louisiana, USA, June 1984
- /79/ Loose, V.W., Flaim, T.
Economics of Scale and Reliability:
The Economics of Large Versus Small Generating Units
Energy Systems and Policy, Vol. 4, No. 1 - 2, pp. 37
- /80/ Bibliographisches Institut (Hrsg.):
Wie funktioniert das? Die Energie - Erzeugung, Nutzung, Versorgung
Meyers Lexikonverlag, Zürich, 1983
- /81/ Planstudie über eine halboffene Fernenergieversorgung
KFA Jülich GmbH, Jül-Spez-95
Dezember 1980
- /82/ J. Kayser, H. Freischlad
Projektstudie HTR-Prozeßwärme-Einkopplung, Teil 2
Technische und wirtschaftliche Untersuchung des Einsatzes von HTR
zur gekoppelten Bereitstellung von Prozeß- und Niedertemperaturwärme
sowie Strom an konkreten Fallbeispielen
ENERKO GmbH, Aldenhoven - Schleiden, Oktober 1988

- /83/ U. Boltendahl, H.F. Nießen, K.A. Theis
Transport von Kernwärme mittels chemisch gebundener Energie
GWF - Gas/Erdgas, Heft 12, 1976
- /84/ KFA Jülich GmbH, Institut für Reaktorentwicklung
H. Nießen, persönliche Mitteilung, Nov. 1989
- /85/ P. Zoller
Nukleare Heizwerke für die Fernwärmeversorgung:
Eine mögliche Alternative für die Bundesrepublik Deutschland?
Fernwärme international - FWI, Jg. 14, Heft 4, 1985
- /86/ Energie- und Wasserversorgung AG, EWAG, Nürnberg
M. Pohlmann, persönliche Mitteilung
August 1989
- /87/ P. Kröhner, K. Ruppert
Hauptbericht der Fernwärmeversorgung 1987
Fernwärme international - FWI, Jg. 18, Heft 1, 1989
- /88/ K.-H. Suttor, W. Suttor
Abschätzung des industriellen KWK-Potentials in Hessen
Studie im Auftrag des Hessischen Ministers für Wirtschaft und Technik/
Ministers für Umwelt und Energie, 1. Teil
Neckargemünd/Wiesbaden, April 1986

Abkürzungsverzeichnis

ABB	Asea Brown Boveri	Nm ³	Normkubikmeter
AECL	Atomic Energy of Canada Ltd.	PHWR	Pressurized Heavy Water Reactor
ASBWR	Advanced Simplified Boiling Water Reactor	PIUS	Process Inherent Ultimate Safety
BSK	Branchenstromkennzahl	PRISM	Power Reactor Inherently Safe Module
BWR	Boiling Water Reactor	PWR	Pressurized Water Reactor
CE	Combustion Engineering	REA	Rauchgasentschwefelungsanlage
DE	Dampferzeuger	RSO	Röhrenspaltofen
DENOX	'Entstickung'	SIR	Safe Integral Reactor
DWR	Druckwasserreaktor	SKE	Steinkohleeinheit
EBM	Eisen-, Blech- und Metallwaren	SMPR	Small and Medium Power Reactor
EVU	Energieversorgungsunternehmen	SNG	Synthetisches Naturgas
FW	Fernwärme	TA-Luft	Technische Anleitung zur Reinhaltung der Luft
G	Generator	TSG	Technische und Sonstige Gummierzeugnisse
GCR	Gas Cooled Reactor	Tsd	Tausend
GE	General Electric	TW	Terawatt
GFAVO	Großfeuerungsanlagenverordnung	VW	Vorwärmer
GUD	Gas- und Dampfturbinen	WKV	Wasserdampf-Kohlevergasung
HCR	Hochkonvertierender Druckwasserreaktor	ZWT	Zwischenwärmetauscher
HD	Hochdruck	a	Jahr
HKV	Hydrierende Kohlevergasung	cm	Zentimeter
HTGR	High Temperatur Gas-Cooled Reactor	el	elektrisch
HTR	Hochtemperaturreaktor	h	Stunde
KWK	Kraft-Wärme-Kopplung	kg	Kilogramm
LMR	Liquid Metal Reactor	m	Massenstrom
LWR	Leichtwasserreaktor	m ³	Kubikmeter
MHTGR	Modular High Temperatur Gas-Cooled Reactor	s	Sekunde
Mio	Million	t	Tonne
Mrd	Milliarde	th	thermisch
MD	Mitteldruck	ø	Durchmesser
MW	Megawatt	° C	Grad Celsius
ND	Niederdruck	[]	Sypro.-Nr. des Statistischen Bundesamts
NFE	Nukleare Fernenergie		(vgl. Anmerkung auf S. 15)

Nr. 1

Schmitz, K., Niehaus, K., Rath-Nagel, St., Voß, A.
Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit
Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells,
JÜL-Spez-1, Bd. I, Nov. 1977

Schmitz, K. et al.

Die Entwicklungsmöglichkeiten der Energiewirtschaft
in der Bundesrepublik Deutschland - Untersuchung mit
Hilfe eines dynamischen Simulationsmodells,
JÜL-Spez-1, Bd. II, Nov. 1977

Nr. 2

Bohn, Th., Eich, P., Hansen, U., Jehle, B.
Künftige Stromgestehungskosten von Großkraftwerken,
JÜL-Spez-2, Nov. 1977

Nr. 3

Wibbe, H.-B.
Probleme der kurzfristigen Markteinführung eines
nuklearen Fernenergiesystems - eine Betrachtung aus
Abnehmersicht für einen räumlich begrenzten Markt,
JÜL-1486, Febr. 1978

Nr. 4

Jehle, B.
Einsatzmöglichkeiten und Einsatzbeispiele der
Kernenergie in NRW unter besonderer Berücksichtigung
ihres Beitrages zur Strukturverbesserung,
JÜL-Spez-11, Juni 1978

Nr. 5

Hensel, W.
Beitrag zur Standardisierung der Standortbestimmung
von Kernkraftwerken,
JÜL-Spez-12, Juni 1978

Nr. 6

von Lojewski, D.
Wärme-, Strom- und Synthesegasversorgung von
Ballungsräumen durch Fernenergie - aufgezeigt am
Großraum Köln,
JÜL-1516, Juni 1978

Nr. 7

Lenhardt, W.
Entwicklung des Strombedarfs in der Bundesrepublik
Deutschland und alternative Möglichkeiten seiner
Deckung,
JÜL-Spez-18, Juli 1978

Nr. 8

Kolb, G. (Redaktion) gemeinsam mit KFA/IRE,
KFA/PTH, HRB, GHT
Studie über die Wirtschaftlichkeit der Stromerzeugung
mit Hochtemperatur-Reaktoren,
JÜL-1527, Aug. 1978

Nr. 9

Meliß, M.
Möglichkeiten und Grenzen der Sonnenenergienutzung
in der Bundesrepublik Deutschland mit Hilfe von
Niedertemperaturkollektoren - Grundlagen, Technische
Systeme, Wirtschaftlichkeit,
JÜL-Spez-25, Dez. 1978

Nr. 10

Wagner, H.J.
Der Energieaufwand zum Bau und Betrieb ausgewählter
Energieversorgungstechnologien - eine
nettoenergetische Analyse,
JÜL-1561, Dez. 1978

Nr. 11

Bartholdi, J.
Einführung der Nuklearen Fernenergie - umweltbedeutsame
Konsequenzen und deren Bewertung,
JÜL-1573, Jan. 1979

Nr. 12

Egberts, G.
Kostenoptimale Entwicklungsperspektiven des Raumheizungssektors im Energiesystem der Bundesrepublik
Deutschland,
JÜL-Spez-41, Juni 1979

Nr. 13

Düring, K.
Transport- und Verteilungskosten konventioneller
Systeme zur Wärmeversorgung der Bundesrepublik
Deutschland,
JÜL-Spez-57, Okt. 1979

Nr. 14

Leimkühler, K.
Metallische Rohstoffe - Rezyklierung - Energieeinsatz.
Untersuchung mit Hilfe eines Simulationsmodells,
JÜL-Spez-44, Juli 1979

Nr. 15

Lenhardt, W., Schwefel, H.P., Sievert, D., et al.
Ein Energieversorgungsmodell zur Langfristprognose
der Umwandlungskapazitäten,
JÜL-Spez-63, Dez. 1979

- Nr. 16
Kollmann, H.
Die räumliche Wärmebedarfsverteilung der Haushalte und Kleinverbraucher in der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-64, Dez. 1979
- Nr. 17
Orth, D.
Niedertemperatur-Wärmeversorgung unter besonderer Berücksichtigung ausgewählter neuer Technologien,
JÜL-Spez-65, Dez. 1979
- Nr. 18
Manthey, Ch. (Editor)
Energy Technology Data Handbook - Conversion Technologies,
JÜL-Spez-70, vol. I, Jan. 1980
- Nr. 19
Manthey, Ch., Tosato, G.C.
Energy Technology Data Handbook - End Use Technologies. Insulation, Space- and Water Heating Systems,
JÜL-Spez-70, vol. II, Oct. 1980
- Nr. 20
Hildebrandt, T.
Die nächsten 50 Jahre. Analyse und Szenarien der wirtschaftlichen Evolution,
JÜL-Spez-81, Juni 1980
- Nr. 21
Finnis, M.W.
Phase II - Final Report of MARKAL Studies for the United Kingdom,
JÜL-Spez-92, Oct. 1980
- Nr. 22
Scharff, E., Walbeck, M. (Federführung)
Planstudie: Halboffene Fernenergieversorgung, insbesondere für den Raum Frankfurt a.M. mit Heißwasser-Fernwärmeversorgung für den Raum Köln,
JÜL-Spez-95, Dez. 1980
- Nr. 23
Costa, J.O., Gil Sordo, V.,
Blasco, M., Jara, A.
Energy Scenarios and Implementation of New Technologies for Spain,
JÜL-Spez-110, April 1981
- Nr. 24
Jack, W.
Mögliche Entwicklung des weltweiten Ausbaus der Kernenergie unter Berücksichtigung wirtschaftlicher, gesellschaftlicher und politischer Aspekte,
JÜL-Spez-118, Juli 1981
- Nr. 25
Schmitz, J.
Abschätzung des energiesparenden Innovationspotentials der Industrie Steine und Erden,
JÜL-1729, Aug. 1981
- Nr. 26
Bansal, N.K., Uhlemann, R., Boettcher, A.
Plastic Solar Air Heaters of a Novel Design - Testing and Performance,
JÜL-1783, April 1982
- Nr. 27
Höpfinger, E., Drepper, F., Heckler, R., Schwefel, H.P. unter Mitarb. von Hermes, U., Horst, H.
Zur Einbettung der Energiewirtschaft in die Volkswirtschaft - Vier dynamische Modelle -
JÜL-Spez-166, Juli 1982
- Nr. 28
Grüter, J.W., Wolff, M.
Die Energieversorgung der Gemeinde Seedorf im Landkreis Lüchow-Dannenberg/Niedersachsen - Eine Endenergieanalyse,
JÜL-Spez-170, Aug. 1982
- Nr. 29
Huber, W., Allhorn, H., Birnbaum, U.
Emissionen von Kohlenutzungsanlagen und mögliche Minderungsmaßnahmen,
JÜL-1815, Nov. 1982
- Nr. 30
Müller, M., Maher, K.J.,
with contributions of Rath-Nagel, St., Tosato, G.C.
Summary Report on Technology Characterizations. International Energy Agency: Energy Technology Systems Analysis Project,
JÜL-Spez-185, Dec. 1982
- Nr. 31
Hildebrandt, T.
Wechselwirkungen zwischen Energiewirtschaft und Gesamtwirtschaft,
JÜL-Spez-192, Dez. 1982
- Nr. 32
Höpfinger, E., Huber, W.
EFOM 12 C CASE STUDIES - Candidate Technologies to Relieve the EUROPEAN Energy System, Germany,
JÜL-Spez-193, EUR 8428 EN, Jan. 1983
- Nr. 33
Späte, F.
Bestimmung des thermischen Verhaltens von zwei Thermosiphonanlagen,
JÜL-Spez-194, Febr. 1983

Nr. 34

Uhlemann, R.

Performance and Cost Analysis of Pressurized and Nonpressurized Domestic Solar Water Heating Systems with Thermosyphonic Flow,
JÜL-1882, Dec. 1983

Nr. 35

Kollmann, H., Plewnia, M., Schmitz, J., Huber, W.
Stand und Entwicklungstendenzen der Raumwärmeversorgung der Haushalte -

Bd. 1: Determinanten des Heizwärmedarfs von Gebäuden,

Bd. 2: Kosten für Energieeinsparung durch Wärmedämmung von Gebäuden und heizungstechn. Maßnahmen,

Bd. 3: Vergleich ausgewählter Heizungssysteme unter energetischen, ökonomischen und ökologischen Gesichtspunkten,

JÜL-Spez-234, Dez. 1983

Nr. 36

Heckler, R., Pohlmann, M., Schwefel, H.P.

Ein Modell zur Analyse der Umwandlungskapazitäten im Energiesektor der Bundesrepublik Deutschland,
JÜL-Spez-237, Dez. 1983

Nr. 37

Aringhoff, R., Bezerra, S.,
Hymmen, H.A., Kolb, G., Pimentel, R. (Working Group KFA/STE, CAEEB/Brasilien, SETEC/Brasilien)

Program of Research and Development on the Utilization of Brazilian Coal and on Energy Systems Analysis and Plan-ning for Brazil,
JÜL-Spez-261, June 1984

Nr. 38

Correa-Guzman, E.J.

Erweiterung des unscharfen linearen Programmierens bei Mehrfachzielset- zungen. Beschreibung und Anwendung auf Energiesystemanalysen,
JÜL-Spez-262, Juli 1984

Nr. 39

Allhorn, H.

Modellmäßige Analyse der Energie- und Massenströme einer Kohleverflüssigungsanlage zur Bestimmung der Wirtschaftlichkeit unter besonderer Berücksichtigung von Maßnahmen zur Emissionsminderung,
JÜL-1937, Juli 1984

Nr. 40

Romahn, B.

mit Beiträgen von Wilde, D.

Redaktion der Kurzfassung: Kolb, G.

Energiestudie für die Provinz

Guangdong/Volksrepublik China;

Kurzfassung des Bundes V: Energiever-

sorgungsstrategien für die Provinz Guangdong bis zum Jahr 2000,

JÜL-Spez-264, Aug. 1984

Nr. 41

Wensierski, P.W.,

unter Mitarbeit von Scheller, W.

Analytische Untersuchungen zur Leistungsfähigkeit von Solaranlagen zur Warmwasserbereitung,

JÜL-Spez-268, Aug. 1984

Nr. 42

Wensierski, P.W.

Analyse und Optimierung solarer Warmwasser- und Raumheizungssysteme von Wohnbauten mit verschiedenem Wärmeschutz,

JÜL-Spez-301, Febr. 1985

Nr. 43

Rierner, H.

Analyse der Einsatzmöglichkeiten solarthermischer Heizungssysteme zur zentralen Niedertemperatur-Wärmeversorgung in der Bundesrepublik Deutschland,

JÜL-Spez-307, April 1985

Nr. 44

Jobsky, Th.

Elektrizität im industriellen Energiemarkt. Eine sektorale Analyse der Gründe und Ursachen der Elektrizitätsanwendung unter Berücksichtigung der Kraft-Wärme-Kopplung,
JÜL-Spez-308, April 1985

Nr. 45

Wensierski, P.W.

SOLARYS - ein interaktives Modell zur Simulation von Solarsystemen, Teil I und Teil II,
JÜL-Spez-346, Febr. 1986

Nr. 46

Giesecke Sara-Lafosse, C.R.

World Computer Model of Oil Markets: OPEC Pricing Strategy Model in the Short and Long Run,
JÜL-Spez-352, March 1986

Nr. 47

Scheller, W.

Solaranlagen zur Warmwasserbereitung. Analytische Untersuchungen von Thermo- siphon- und Pumpenanlagen unter mit- teleuropäischen Klimabedingungen,

JÜL-2047, März 1986

Nr. 48
Sanchez Buelga, A.
Mathematical Programming Studies of Short Run Oil
Refinery Rents,
JÜL-Spez-377, Nov. 1986

Nr. 49
Kollmann, H.
Analyse der Auslegung, des Betriebes und der
Beschaffung von Heizsystemen für Haushalte -
Wärmebedarf, technische Systeme, Kosten,
Markentscheidung,
JÜL-Spez-384, Dez. 1986

Nr. 50
Vos, H.
Foraminiferenökologie im Rhonedelta,
JÜL-2110, Dez. 1986

Nr. 51
Müller, M.
Anpassung der Mineralölverarbeitung der
Bundesrepublik Deutschland an die Produkten-
nachfrage des Jahres 2000 - eine modellgestützte
Analyse -
JÜL-Spez-389, Febr. 1987

Nr. 52
Plewnia, M.
Analyse photovoltaisch unterstützter Stromversor-
gungssysteme am Beispiel eines Einfamilienhauses,
JÜL-Spez-415, Sept. 1987

Nr. 53
Kolb, G. (Editor)
International Energy Agency: Energy Technology
Systems Analysis Project (IEA/ETSAP), Final Report
on Annex II, July 1983 - June 1986,
JÜL-Spez-421, Nov. 1987

Nr. 54
Hövelmann, A.
Neue Entsorgungsprobleme kohlegefeuer-ter
Kraftwerke,
JÜL-2172, Dez. 1987

Nr. 55
Bundschuh, V., Martinsen, D., Wagner, H.J.,
Walbeck, M. and Belyaev, L.S., Kavelin, I.Ya.,
Kaganovich, B.M., Filippov, S.P.
Integrated Energy System Studies in USSR and FRG
- A Working Report -
JÜL-Spez-508, July 1989

Nr. 56
Hourfar, D.
Analyse der Einsatzmöglichkeiten und -bedingungen
von Handhabungssystemen in kerntechnischen
Anlagen,
JÜL-Spez-512, Juli 1989

Nr. 57
Wagner, H.J.; Hansen, K.H., Schön, R., Wassmann, B.
Aufschlüsselung von Investitionskosten und Erstellung
von Materialanalysen für vorgegebene Anlagen der
Energieversorgung,
JÜL-Spez-524, Oktober 1989

Nr. 58
Wagner, H.J.; Wassmann, B., Hansen, K.H., Schön, R.
Ermittlung von Emissionsfaktoren zur Herstellung von
Materialien,
JÜL-Spez-525, Oktober 1989

Nr. 59
Kollmann, H., Heckler, R., Huber, W., Husung, S.,
Sturm, K.D., Wendland, F.
Stoffströme und Emissionen durch Produktion,
Verwendung und Entsorgung von PVC,
JÜL-Spez-543, Juli 1990

Nr. 60
Jobsky, Th.
Ermittlung von Potentialen
zur industriellen Prozeßdampfversorgung
mit nuklearen Anlagen,
JÜL-2411, Nov. 1990